

PROSPECTO MARCO

El presente prospecto marco (el "Prospecto Marco") debe ser leído conjuntamente con el complemento correspondiente a los valores que serán ofrecidos (según corresponda, el "Prospecto Complementario"), a fin de estar en la posibilidad de acceder a la información necesaria para entender todas las implicancias relativas a las ofertas públicas que serán efectuadas.



EnerSur S.A.

Sociedad anónima constituida bajo las leyes de la República del Perú

Tercer Programa de Bonos Corporativos de EnerSur

Hasta por un monto máximo en circulación de US\$ 500'000,000.00

(Quinientos Millones y 00/100 Dólares de los Estados Unidos de América) o su equivalente en Nuevos Soles

EnerSur S.A. (en adelante, indistintamente, "EnerSur", la "Compañía" o el "Emisor") emitirá Bonos Corporativos (los "Bonos") hasta por un monto máximo en circulación de US\$ 500'000,000.00 (Quinientos Millones y 00/100 Dólares de los Estados Unidos de América) o su equivalente en Nuevos Soles, a través del "Tercer Programa de Bonos Corporativos de EnerSur" (en adelante, el "Tercer Programa" o el "Programa"), bajo los alcances del Texto Único Ordenado de la Ley del Mercado de Valores, aprobado por Decreto Supremo N° 093-2002-EF (en adelante, indistintamente la "Ley" o la "Ley del Mercado de Valores") y del Reglamento de Oferta Pública Primaria y de Venta de Valores Mobiliarios, aprobado por Resolución CONASEV N° 141-98-EF/94.10 (en adelante, el "Reglamento") y la Ley General de Sociedades, aprobada por Ley N° 26887 (en adelante, la "Ley General"). El Tercer Programa establece la realización de múltiples emisiones de valores de contenido crediticio (cada una, una "Emisión" y, conjuntamente, las "Emisiones") cada una de las cuales podrá constar de una o más series (cada una, la "Serie" y, en conjunto, las "Series"). Los Bonos estarán representados por anotaciones en cuenta e inscritos en CAVALI S.A. ICLV ("CAVALI") y podrán ser negociados en la Rueda de Bolsa de la Bolsa de Valores de Lima ("BVL"), o en otro mecanismo centralizado de negociación, según se establezca en el respectivo Prospecto Complementario y Contrato Complementario. El Tercer Programa tendrá una vigencia de seis (6) años a partir de su inscripción en el Registro Público del Mercado de Valores ("RPMV") de la Superintendencia del Mercado de Valores ("SMV").

Los Bonos serán valores mobiliarios de contenido crediticio, nominativos, indivisibles y libremente negociables. Los Bonos devengarán intereses a una tasa a determinarse antes de la Fecha de Emisión según el Procedimiento de Colocación que se detallará en el Prospecto Complementario de la Emisión correspondiente. La Fecha de Emisión de los Bonos será definida por el Emisor. El pago del principal e intereses se realizará a través de CAVALI. El Emisor podrá rescatar la totalidad de los Bonos emitidos o parte de ellos si así lo estableciesen los respectivos Contratos Complementarios, Prospectos Complementarios y Avisos de Oferta pública, o de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 330 de la Ley General, siempre que se respete lo establecido en el artículo 89 de la Ley.

Este Prospecto Marco no constituye una oferta ni una invitación a ofertar, ni autoriza tales ofertas o invitaciones en los lugares donde tales ofertas o invitaciones sean contrarias a las respectivas Leyes Aplicables. Este Prospecto Marco debe leerse conjuntamente con el Prospecto Complementario correspondiente y con los Estados Financieros que forman o formen parte integrante de los mismos, así como por la información que se entienda incorporada por referencia, según corresponda.

Véase la Sección "Factores de Riesgo" en la página 20 del presente Prospecto Marco, la cual contiene una discusión de ciertos factores de riesgo que deberían ser considerados por los potenciales adquirientes de los Bonos ofrecidos.



Entidad Estructuradora



Agente Colocador



Representante de los Obligacionistas

ESTE PROSPECTO MARCO HA SIDO REGISTRADO EN EL REGISTRO PÚBLICO DEL MERCADO DE VALORES ("RPMV") DE LA SUPERINTENDENCIA DEL MERCADO DE VALORES ("SMV"), LO QUE NO IMPLICA QUE ELLA RECOMIENDE LA INVERSIÓN EN LOS VALORES QUE SEAN OFERTADOS EN VIRTUD DEL MISMO U OPINE FAVORABLEMENTE SOBRE LAS PERSPECTIVAS DE LA INVERSIÓN, O CERTIFIQUE LA VERACIDAD O SUFICIENCIA DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN EL PRESENTE DOCUMENTO.

La fecha de elaboración de este Prospecto Marco es 28 de octubre de 2015

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Este Prospecto Marco debe ser leído conjuntamente con los Estados Financieros anuales auditados y los Estados Financieros trimestrales no auditados de EnerSur incluidos en el presente documento, con las respectivas actualizaciones al Prospecto Marco y con los correspondientes Prospectos Complementarios de los Bonos a ser emitidos. La información incluida por referencia podrá ser consultada por los inversionistas en el RPMV de la SMV.

Los firmantes declaran haber realizado una investigación, dentro del ámbito de su competencia y en el modo que resulta apropiado de acuerdo con las circunstancias, que los lleva a considerar que la información proporcionada por el Emisor, o en su caso, incorporado por referencia, cumple de manera razonable con lo exigido en las normas vigentes, es decir, que es revelada en forma veraz, suficiente, oportuna y clara; y, con respecto a las ocasiones en que dicha información es objeto del pronunciamiento de un experto en la materia, o se deriva de dicho pronunciamiento, que carecen de motivos para considerar que el referido pronunciamiento contraviene las exigencias mencionadas anteriormente, o que dicha información se encuentra en discordancia con lo aquí expresado.

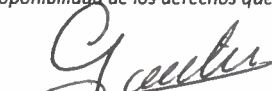
La responsabilidad por el contenido de este Prospecto Marco se rige por la Ley y en el Reglamento y sus normas modificatorias y complementarias.

Quien desee adquirir los Bonos que se ofrecen deberá basarse en su propia evaluación de la información presentada en el presente documento respecto al valor y a la transacción propuesta. La adquisición de los Bonos presupone la aceptación por el suscriptor o comprador de todos los términos y condiciones de la Oferta Pública tal como aparecen en el presente Prospecto Marco y en el respectivo Prospecto Complementario.

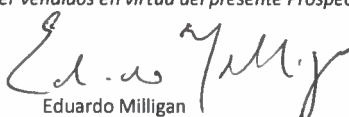
El presente documento se encuentra enmarcado dentro de la ley peruana por lo que cualquier persona interesada en adquirir los Bonos que pudiera estar sujeta a otra legislación, deberá informarse sobre el alcance de las leyes que le resulten aplicables, bajo su exclusiva responsabilidad. El presente documento no podrá ser distribuido en cualquier otra jurisdicción donde esté prohibida o esté restringida su divulgación.

El Emisor se encuentra sujeto a las obligaciones de informar estipuladas en la Ley del Mercado de Valores, así como a otras disposiciones pertinentes. Los documentos e información necesarios para una evaluación complementaria están a disposición de los interesados en el RPMV, en la dirección de la SMV, Av. Santa Cruz 315, Miraflores, Lima, Perú, donde podrán ser revisados y reproducidos. Asimismo, dicha información estará disponible para su revisión en la página web de la Bolsa de Valores de Lima a través del sistema Bolsa News en la dirección de Internet: www.bvl.com.pe a partir de su inscripción en el RPMV de la SMV.

El Emisor declara haber cumplido con lo dispuesto por la normatividad aplicable para efectos de la validez, y, según sea el caso, oponibilidad de los derechos que confieran los Bonos a ser vendidos en virtud del presente Prospecto Marco.



Michel Gantois
Gerente General
EnerSur S.A.



Eduardo Milligan
Gerente de Finanzas, Organización y Capital Humano
EnerSur S.A.



Gilda Spallarossa
Gerente Legal
EnerSur S.A.



Jaime Dioses
Contador General
EnerSur S.A.



Eduardo Gómez de la Torre Pratt
Entidad Estructuradora
Credicorp Capital Servicios Financieros S.A.



Rodrigo Mejía Galarreta
Entidad Estructuradora
Credicorp Capital Servicios Financieros S.A.



Alonso Miranda Vargas
Asesor Legal del Estructurador
Estudio Echecopar



Andrés Kuan Veng Cabrejo
Asesor Legal del Emisor
Estudio Muñiz, Ramírez, Pérez-Taiman & Olaya Abogados

Tabla de Contenido

1. Glosario de Términos	7
2. Resumen Ejecutivo y Financiero	13
2.1. Resumen de los Términos y Condiciones del Tercer Programa	13
2.2. Denominación y Domicilio del Emisor	16
2.3. Denominación y Domicilio de la Entidad Estructuradora	16
2.4. Denominación y Domicilio del Agente Colocador	16
2.5. Denominación y Domicilio del Representante de los Obligacionistas	16
2.6. Denominación y Domicilio del Agente de Pago	17
2.7. Factores de Riesgo	17
2.8. Breve descripción del negocio del Emisor	17
2.9. Resumen de la Información Financiera	17
3. Factores de Riesgo	20
3.1. Factores de Riesgo Asociados al País	20
3.2. Factores de Riesgo Relacionados al Negocio	22
3.3. Factores de Riesgo Relativos a los Bonos	26
4. Aplicación de los Recursos Captados	28
5. Descripción de la Oferta	29
5.1. Colocación de los Bonos	29
5.2. Costos de la emisión de los Bonos	30
5.3. Entidad Estructuradora	30
5.4. Agente Colocador	30
6. Descripción del Programa	31
6.1. Términos y Condiciones Generales del Programa	31
6.2. Obligaciones del Emisor	33
6.3. Restricciones y Responsabilidades Aplicables al Emisor	36
6.4. Eventos de Incumplimiento y Consecuencias	37
6.5. Representante de los Obligacionistas	40
6.6. Relación con Otros Valores del Emisor	41
6.7. Orden de Prelación de la Acreencia en caso de Liquidación	41
6.8. Clasificación de Riesgo	41
6.9. Proceso en Caso de Reestructuración Económica y Financiera, Disolución, Liquidación, Concurso o Quiebra del Emisor	42
6.10. Régimen Legal Aplicable	42
6.11. Modo en que se Representará la Titularidad de los Bonos y forma en que podrá Efectuarse su Transferencia	43
6.12. Mecanismos Centralizados de Negociación en que serán Registrados los Bonos	43
6.13. Tratamiento Tributario Aplicable a los Bonos	43
7. Información General del Emisor	44
7.1. Denominación y Domicilio del Emisor	44
7.2. Constitución e Inscripción en Registros Públicos	44
7.3. Objeto Social y Plazo de Duración	44
7.4. Capital Social y Estructura Accionaria	44
7.5. Grupo Económico	44
7.6. Estructura Corporativa de EnerSur	46
7.7. Transacciones y Saldos con Empresas Relacionadas	47
7.8. Reseña Histórica y Aspectos Generales	47
7.9. Convenio de Estabilidad Jurídica	48
7.10. Concesiones, Autorizaciones, Permisos y Licencias	48
8. Descripción de Operaciones y Desarrollo	49
8.1. Descripción del Emisor	49
8.2. Estrategia	49
8.3. Contratos de Suministro de Electricidad con Clientes (Libres y Regulados)	49
8.4. Principales Activos de EnerSur	52
8.5. Principales Proyectos en Construcción de EnerSur	55

8.6.	Ventas de Energía y Potencia	56
8.7.	Relación entre EnerSur y el Estado Peruano	57
8.8.	Políticas o Planes de Inversión	66
8.9.	Relación Económica con Otras Empresas en Razón de Préstamos o Garantías que Comprometan más del 10% del Patrimonio de EnerSur	66
8.10.	Personal de la Empresa	67
9.	Administración.....	68
9.1.	Directorio.....	68
9.2.	Cambios en el Directorio en los últimos periodos	70
9.3.	Principales Ejecutivos	70
9.4.	Vinculación entre Miembros del Directorio y la Plana Gerencial	71
9.5.	Directores Independientes/Dependientes	71
10.	Análisis del Sector y su Regulación	72
10.1.	Marco Regulatorio del Sector Eléctrico	72
10.2.	Cambios Normativos Relevantes	74
10.3.	Estructura del Sector Eléctrico	74
10.4.	Operación del Sistema Interconectado	76
10.5.	Organismos Reguladores y Supervisores.....	77
10.6.	Ventas de Empresas de Generación	78
10.7.	Ventas a Usuarios Regulados (empresas distribuidoras).....	78
10.8.	Ventas a Usuarios Libres.....	79
10.9.	Transferencia en el Mercado de Corto Plazo.....	79
10.10.	Autorizaciones y Concesiones	80
10.11.	Regulación Ambiental.....	80
10.12.	Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos	81
10.13.	Congestión de Líneas de Transmisión en el SEIN.....	82
10.14.	Suministro de Electricidad para el Mercado Regulado Sin Contratos	83
10.15.	Interrupción Total o Parcial de Suministro de Gas Natural	83
11.	Procesos Judiciales, Arbitrales o Procedimientos Administrativos	84
12.	Información Financiera Seleccionada del Emisor	85
12.1.	Información de los Estados Financieros	85
13.	Análisis y Discusión de la Administración acerca del Resultado de las Operaciones y de la Situación Económica y Financiera.....	87
13.1.	Análisis de los Resultados Acumulados 31 de Diciembre de 2014 y 2013.....	87
13.2.	Análisis de los Resultados Acumulados al 30 de Junio de 2015 y 2014	88
13.3.	Cambios en los Responsables de la Elaboración y Revisión de la Información Financiera	89
14.	Restricciones a la Venta	90
15.	Reporte sobre el Cumplimiento del Código de Buen Gobierno Para las Sociedades Peruanas.....	91
Anexo I - Contrato Marco de Emisión.....		92
Anexo II - Estados Financieros Individuales Auditados del Emisor por los Años Terminados el 31 de Diciembre de 2014 y 2013		93
Anexo III - Estados Financieros No Auditados Individuales del Emisor por los Periodos Terminados al 30 de Junio de 2015 y 2014		94
Anexo IV - Informe Tributario Ernst & Young		95
Anexo V - Informes de Clasificación de Riesgo		96

Información Disponible

Este Prospecto Marco contiene, a la fecha de su elaboración, en forma veraz, suficiente, clara y oportuna, aquella información provista por el Emisor que es relevante a efectos de entender las implicancias positivas y negativas de la transacción propuesta con la finalidad de que los potenciales inversionistas en los Bonos se encuentren en condiciones de adoptar decisiones libres e informadas respecto de los mismos.

El presente Prospecto Marco se entrega únicamente con el fin de permitir a los potenciales inversionistas en los Bonos evaluar los términos del Programa y no deberá ser considerado como una evaluación crediticia o una recomendación para comprar los Bonos por parte del Emisor, de la Entidad Estructuradora o del Agente Colocador (tal como se definen más adelante).

Las obligaciones de las partes involucradas en la transacción descrita en este Prospecto Marco han sido establecidas y serán gobernadas por aquellos documentos mencionados en el presente Prospecto Marco o en los respectivos Prospectos Complementarios y estarán sometidas, en su integridad y por referencia, a dichos documentos. Este Prospecto Marco contiene como Anexo I una copia del Contrato Marco de Emisión correspondiente al Tercer Programa (el "Contrato Marco"), sin embargo, para una completa descripción de los derechos y obligaciones de las partes involucradas en cada Emisión, se recomienda que el potencial inversionista en los Bonos revise el Prospecto Marco, el Contrato Marco, el respectivo Prospecto Complementario, el respectivo Contrato Complementario y el Contrato de Colocación, una copia de los cuales estará disponible en el RPMV de la SMV. Adicionalmente, se debe considerar al momento de evaluar el contenido de este Prospecto Marco, que éste incluye un resumen de las cláusulas relevantes del Contrato Marco y, al evaluar el contenido de un Prospecto Complementario determinado, que éste incluirá un resumen de las cláusulas relevantes del respectivo Contrato Complementario.

Los documentos antes mencionados serán entregados gratuitamente por el Emisor y por el Agente Colocador, según corresponda, a los potenciales inversionistas, cuando éstos lo soliciten.

Conforme a lo establecido en el artículo 18 del Reglamento, se incorporarán por referencia a este Prospecto Marco los Estados Financieros anuales auditados del Emisor correspondientes a los ejercicios 2013 y 2014 (Balance General, Estado de Ganancias y Pérdidas, Estado de Flujo de Efectivo y Estado de Cambios en el Patrimonio Neto, así como las correspondientes notas de los auditores), así como los Estados Financieros de situación no auditados al 30 de junio de 2014 y al 30 de junio de 2015, las Memorias Anuales correspondientes a los ejercicios 2013 y 2014, así como el Reporte sobre el Cumplimiento del Código de Buen Gobierno Corporativo para para las Sociedades Peruanas correspondiente al ejercicio 2014. Del mismo modo, se incorpora por referencia la información sobre grupo económico presentada por el Emisor. Dicha información está a disposición de los interesados en el RPMV de la SMV, sito en Avenida Santa Cruz 315, Miraflores, donde podrá ser revisada y reproducida. Asimismo, dicha información está disponible para su revisión a través del sistema Bolsa News de la Bolsa de Valores de Lima (www.bvl.com.pe). El Emisor declara que la información que se incorpora por referencia mantiene su validez y vigencia.

La distribución de este Prospecto Marco, así como la oferta y venta de los Bonos en ciertas jurisdicciones, puede estar restringida por las Leyes Aplicables de tales jurisdicciones. La Entidad Estructuradora y el Emisor instan a las personas que tengan acceso a este Prospecto Marco, a cualquier Prospecto Complementario o cualquier tipo de documentación referente a los Bonos, a informarse sobre tales restricciones y respetarlas. En particular, existen restricciones a la oferta y venta de los Valores en los Estados Unidos de América. Véase la sección "Restricciones a la Venta" de este Prospecto Marco.

La información contenida en el Prospecto Marco y en cualquiera de los Prospectos Complementarios no constituye ningún tipo de recomendación legal, comercial, financiera o tributaria sobre ningún aspecto. Cada inversionista que contemple la posibilidad de suscribir o adquirir los Bonos deberá realizar su propia investigación acerca de la situación legal, contable y financiera del Emisor, así como consultar con sus propios asesores legales, contables, financieros u otros acerca de tales aspectos.

Declaraciones Sobre el Futuro

Cierta información contenida en este Prospecto Marco o incorporada a éste por referencia constituyen “declaraciones sobre el futuro”. Salvo por la información sobre acontecimientos que ya han ocurrido, este documento contiene proyecciones sujetas a contingencias e imprecisiones. Los términos “creer”, “esperar”, “anticipar”, “contemplar”, “apuntar a”, “planear”, “intentar”, “proyectar”, “continuar”, “presupuestar”, “estimar”, “posiblemente”, “será”, “programación”, sus formas derivadas y otras expresiones similares se utilizan para identificar dichas declaraciones sobre el futuro. Las declaraciones sobre el futuro se basan necesariamente en un número de estimados y supuestos que si bien se consideran razonables, están inherentemente sujetos a cambios en las condiciones comerciales, económicas y competitivas, así como a contingencias. Es así que factores conocidos y desconocidos podrían causar que los resultados reales de EnerSur difieran materialmente de los proyectados en las declaraciones sobre el futuro. Dichos factores incluyen, sin estar limitados, a las fluctuaciones en el mercado cambiario, cambios en la situación económico-financiera del país, el ingreso de competidores en el sector eléctrico, contracciones económicas que afecten el ingreso de las empresas del sector eléctrico, reducciones del gasto público e inversiones privadas, restricciones al acceso a créditos, u otros cambios que ocurran en el Perú, a nivel nacional y de los gobiernos locales, en las leyes, los controles, la regulación y los sucesos políticos o económicos, así como otros cambios o condiciones que ocurran en los mercados internacionales. En este sentido, se advierte a los potenciales inversionistas en los Bonos que las declaraciones sobre el futuro no constituyen una garantía del desempeño futuro de EnerSur. Estas salvedades se aplican a toda declaración y declaraciones sobre el futuro contenidas en este Prospecto Marco. Dichas declaraciones sobre el futuro aparecen en todo el texto de este documento y en particular en las secciones “Resumen Ejecutivo”, “Factores de Riesgo”, “Información General del Emisor”, “Descripción de Operaciones y Desarrollo”, “Análisis y Discusión de la Administración acerca del Resultado de las Operaciones y de la Situación Económico Financiera” y se refieren, entre otras cosas, a las intenciones o creencias de EnerSur a la fecha de este Prospecto Marco, así como a las opiniones y expectativas de sus funcionarios y de la gerencia con respecto, entre otros, a (i) los planes de crecimiento de activos y financiamiento, (ii) las tendencias que puedan afectar la situación financiera o los resultados de las operaciones de EnerSur, (iii) el impacto de la competencia y la normativa aplicable, (iv) las inversiones de capital proyectadas, y (v) la liquidez de EnerSur.

EnerSur, la Entidad Estructuradora, el Agente Colocador, sus respectivos funcionarios y los asesores de todos ellos declaran que no asumen ninguna responsabilidad por la imprecisión de las declaraciones sobre el futuro efectuadas en el presente Prospecto Marco, así como tampoco asumen ninguna obligación de actualizar o revisar cualquier declaración sobre el futuro en función de nueva información, eventos futuros o cualquier otra causa, con excepción de las obligaciones informativas y responsabilidades previstas en las Leyes Aplicables. Para una información más detallada de los factores que pudieran afectar los resultados proyectados en las declaraciones sobre el futuro efectuadas por el Emisor en este Prospecto Marco, se recomienda que los potenciales inversionistas en los Bonos revisen la sección “Factores de Riesgo” de este Prospecto Marco, en la cual se presentan ciertos factores de riesgo que deberán ser considerados por los potenciales adquirentes de los Bonos ofrecidos.

1. Glosario de Términos

A menos que expresamente se señale lo contrario o el contexto requiera una interpretación en sentido distinto, en este Prospecto Marco los términos que se presentan a continuación tendrán los siguientes significados:

Año:	Es el período de doce (12) meses consecutivos de acuerdo al calendario gregoriano, contado desde una fecha específica.
Asamblea:	Es la Asamblea General, la Asamblea Especial, o ambas, según corresponda.
Asamblea Especial:	Es el órgano de representación de los Bonistas de una Emisión específica realizada en el marco del Programa, la cual se sujeta al quórum y las mayorías establecidas en el Contrato Marco.
Asamblea General:	Es el órgano de representación de los Bonistas de todas las Emisiones en circulación del Programa, aplicándose el quórum y las mayorías establecidas en el Contrato Marco.
Autoridades Gubernamentales:	Significa cualquier gobierno o autoridad nacional, regional, departamental, provincial o municipal, o cualquiera de sus dependencias o agencias, reguladoras o administrativas o cualquier entidad u organismo que, conforme a las Leyes Aplicables, ejerza poderes ejecutivos, legislativos, administrativos o judiciales, o que pertenezca a cualquiera de los gobiernos, autoridades o instituciones anteriormente citadas, con jurisdicción sobre las Personas o materias en cuestión.
Aviso de Oferta:	<p>Es cada aviso de Oferta Pública publicado por el Emisor en: (i) uno o más diarios de mayor circulación nacional, o (ii) cualquier otro medio autorizado por la SMV. Todo Aviso de Oferta será publicado al menos un (1) Día Hábil antes de la Fecha de Colocación.</p> <p>El Aviso de Oferta contendrá, como mínimo, la siguiente información: (i) identificación del Emisor, las Clasificadoras de Riesgo, la Entidad Estructuradora, el Agente Colocador, el Representante de los Obligacionistas y el Agente de Pago para la Emisión y/o Serie pertinente; (ii) denominación, monto, moneda, valor nominal y número de valores a emitirse en la respectiva Emisión y/o Serie; (iii) período de recepción de las órdenes de compra de los Bonos, Fecha de Colocación y Fecha de Emisión; (iv) clasificación de riesgo otorgada; (v) precio de colocación; (vi) referencia al mecanismo de colocación; (vii) lugar de pago; (viii) términos y condiciones de las opciones de rescate, incluyendo prima de rescate, si fuera el caso; y (ix) disponibilidad del Prospecto Marco y del Prospecto Complementario correspondiente.</p> <p>En el caso que el tipo de oferta a través del cual se colocarán Bonos sea el de Oferta Privada, se considerará Aviso de Oferta a la comunicación privada que el Emisor notificará a determinados inversionistas, de conformidad con el artículo 5 de la Ley.</p>
Barra:	Punto del sistema eléctrico preparado para entregar y/o retirar energía eléctrica.
BTU:	"British Thermal Unit" o "Unidad Térmica Británica" la cual es una unidad de medición de energía, equivalente a 1055,056 joules.
Bonistas:	Son las Personas que sean titulares de los Bonos.
Bonos:	Son valores mobiliarios representativos de deuda con un plazo de vencimiento mayor a un (1) Año, que serán emitidos por el Emisor en el marco del Programa, y en virtud del Contrato Marco y sus respectivos Contratos Complementarios.
BVL:	Es la Bolsa de Valores de Lima.
Capacidad Reservada Diaria (CRD):	Capacidad Reservada Diaria o máximo volumen de Gas Natural que Transportadora de Gas del Perú S.A. ("TGP") está obligado a transportar para EnerSur (Miles m ³ /día); la misma que constituye la cantidad fija diaria por la que se debe pagar, se utilice o no dicha capacidad de transporte.
Central Hidroeléctrica o C.H.:	Es una instalación que permite aprovechar las masas de agua en movimiento que circulan por los ríos para transformarlas en energía eléctrica, utilizando turbinas acopladas a los alternadores.

Central Termoeléctrica o C.T.:	Es una instalación que produce energía eléctrica a partir de la combustión de carbón, combustibles fósiles o gas natural.
CAVALI:	Es CAVALI S.A. ICLV, institución de compensación y liquidación de valores autorizada a operar como tal por la SMV o por la entidad que la sustituya.
CIU:	Clasificación Internacional Industrial Uniforme.
Clasificadoras:	Son las empresas clasificadoras de riesgo debidamente autorizadas por la SMV para actuar como tales.
Cientes Libres:	Son los Usuarios Libres que cuentan con un contrato de suministro de potencia y energía con el Emisor.
Cientes Regulados:	Son las empresas distribuidoras de electricidad que cuentan con un contrato de suministro de potencia y energía con el Emisor.
Costo Marginal de Corto Plazo:	Es el costo en que se incurre para producir una unidad adicional de electricidad en cualquier Barra del sistema de generación - transporte.
COES:	Es el Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado o la entidad que lo sustituya.
Conocimiento:	Es el efectivo conocimiento por parte de: (i) el Gerente General del Emisor, (ii) el Gerente de Finanzas, Organización y Capital Humano del Emisor, (iii) el Gerente Legal del Emisor; u (iv) otro funcionario del Emisor de cargo equivalente en razón de su intervención en los negocios del Emisor, y conforme con los parámetros de diligencia ordinaria exigidos para sus negocios.
Contratos Complementarios:	Son los contratos complementarios al presente Contrato Marco en los que se establecerán los términos y condiciones específicos de cada una de las Emisiones dentro del presente Programa. En caso de contradicción entre lo establecido en el Contrato Complementario y el Contrato Marco, prevalecerá lo regulado en el Contrato Marco.
Contrato Marco:	Es el Contrato Marco de Emisión de fecha 28 de octubre de 2015.
Control:	Es la capacidad de dirigir la administración de una persona jurídica. Salvo prueba en contrario, se presume la existencia de control en los siguientes casos: <ul style="list-style-type: none"> i. Cuando a través de la propiedad directa o indirecta de acciones, contratos de usufructo, prenda, fideicomiso o similares, acuerdos con otros accionistas o cualquier otro acto jurídico, se pueden ejercer más de la mitad de los derechos de voto en la junta general de accionistas de dicha persona jurídica, salvo que en la misma persona jurídica un tercero se encuentre en la situación prevista en el literal ii) siguiente. ii. Cuando sin contar con más de la mitad de los derechos de voto en la junta general de accionistas de dicha persona jurídica, pueden designar o remover a la mayoría de los miembros del directorio.
DGE:	Es la Dirección General de Electricidad del MEM o la entidad que la sustituya.
Deuda Financiera:	Para efectos de su inclusión en el Contrato Marco, es la sumatoria de los siguientes conceptos, sin que exista duplicidad: (i) sobregiros y préstamos bancarios; (ii) instrumentos de deuda de corto plazo; (iii) porción corriente de la deuda de largo plazo; y, (iv) deuda de largo plazo, conforme dichos términos se encuentran definidos en los estados financieros del Emisor, menos la Deuda Subordinada, dejándose expresa constancia que el concepto de Deuda Financiera no es necesariamente equivalente al total de los pasivos del Emisor reflejados en sus estados financieros.
Día:	Es un Día calendario, el cual comprende un período de veinticuatro horas que se inicia a las cero (0:00) horas y termina a las veinticuatro (24:00) horas del mismo Día.

Día Hábil:	Son los Días laborables en la República del Perú, que no incluye a los Días sábados, domingos y los feriados no laborables en la provincia de Lima reconocidos por el Estado Peruano. No obstante ello, para efectos del pago del principal y/o intereses de los Bonos, según corresponda, los Días Hábiles serán los Días en que CAVALI, el Banco Central de Reserva del Perú y las empresas bancarias que operen en la República del Perú presten atención regular al público en sus oficinas principales.
Documentos del Programa:	Son, de manera conjunta: (i) el Contrato Marco, (ii) el Prospecto Marco, (iii) los Contratos Complementarios, (iv) los Prospectos Complementarios, y (v) los Avisos de Oferta, incluyendo cualquier modificación a los mismos.
Dólares o US\$:	Es la moneda de curso legal en los Estados Unidos de América.
Efecto Sustancialmente Adverso:	Es cualquier acontecimiento o cambio en la condición económica o financiera del Emisor, o en sus negocios, o en el resultado de sus operaciones, o en las perspectivas del Emisor, que razonablemente afecte sustancial y adversamente la capacidad del Emisor para cumplir con sus obligaciones derivadas del Contrato Marco y los Contratos Complementarios.
Estados Financieros:	Son los estados financieros del Emisor conforme a las NIIF.
Eventos de Incumplimiento:	Son aquellos hechos, eventos o circunstancias señalados en la Cláusula Octava del Contrato Marco.
EIA:	Estudio de Impacto Ambiental.
GART:	Es la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de OSINERGMIN o la entidad que la sustituya.
Grupo Económico:	Es el grupo económico al que pertenece el Emisor, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CONASEV N° 090-2005-EF/94.10 y sus normas modificatorias, complementarias y sustitutorias.
GWh:	Gigavatio hora, unidad de medida de energía, equivalente a un millón de KV/hora.
Hechos de Importancia:	Son aquellos actos, decisiones, acuerdos, hechos, negociaciones en curso o información referida a una sociedad, o a sus valores, definidos como tales por el Reglamento de Hechos de Importancia e Información Reservada, aprobado por Resolución SMV N° 005-2014-SMV/01.
IGV:	Impuesto General a las Ventas.
INDECOPI:	Es el Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual o la entidad que lo sustituya.
ISC:	Impuesto Selectivo al Consumo.
KV:	Kilovoltio.
KW:	Kilowatts.
Ley:	Es la Ley del Mercado de Valores, cuyo Texto Único Ordenado fue aprobado por Decreto Supremo N° 093-2002-EF, sus normas modificatorias o sustitutorias aplicables..
Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico:	Es la Ley N° 26876, según haya sido modificada.
Ley de Concesiones Eléctricas o LCE:	Es el Decreto Ley N° 25844, según haya sido modificado.
Ley General:	Es la Ley General de Sociedades, Ley N° 26887, normas modificatorias o sustitutorias aplicables.
Leyes Aplicables:	Es toda norma aplicable y vigente en la República del Perú.
Línea de Transmisión o L.T.:	Sistema de conductores y estructuras, cuyo objetivo es transmitir la energía eléctrica generada por las Centrales Hidroeléctricas o Térmicas hacia los centros de consumo a través de grandes distancias y en alta tensión, usualmente en niveles de 138 KV, 220 KV y 500 KV. Con estos niveles de tensión la energía es transmitida a un nivel de corriente menor reduciendo las pérdidas en las mismas.

m ³ std:	Metros cúbicos estándar.
MEF:	Es el Ministerio de Economía y Finanzas o la entidad que lo sustituya.
MEM:	Es el Ministerio de Energía y Minas o la entidad que lo sustituya.
Mercado de Corto Plazo:	Mercado en el cual se realizan las transferencias de potencia y energía, determinadas por el COES.
Mes:	Es el período contado a partir de cualquier Día de un mes calendario que termina el mismo Día del mes calendario siguiente o, en caso de no existir éste, el último Día de dicho mes.
MINAM:	Es el Ministerio del Ambiente o la entidad que lo sustituya.
MTPE:	Es el Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo o la entidad que lo sustituya.
MVA:	Megavoltio amperio, unidad de medida de la potencia aparente.
MW:	Megavatio, unidad de medida de la potencia, equivalente a kilovatios.
MWh:	Megavatio hora, unidad de medida de la energía, equivalente a mil KV/hora.
NTCSE:	Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos.
NIIF:	Son las Normas Internacionales de Información Financiera vigentes internacionalmente, aprobadas por el <i>International Accounting Standards Board</i> – IASB, vigentes y de aplicación en el Perú conforme a las Leyes Aplicables. Todo término contable no definido específicamente en el Contrato Marco será interpretado de conformidad con las NIIF vigentes.
Nuevos Soles o S/.	Es la moneda de curso legal en la República del Perú.
OEFA:	Es el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental o la entidad que lo sustituya.
Oferta Privada:	Medio a través del cual el Emisor, a su solo criterio y previa obtención de sus autorizaciones corporativas, y en coordinación con la Entidad Estructuradora, podrá efectuar la colocación privada de una o más Emisiones del Programa. Los términos y condiciones de las Emisiones que se coloquen por Oferta Privada se regirán por las condiciones generales establecidas en este Contrato Marco y el Prospecto Marco, y por las condiciones específicas que para cada caso establezcan las personas facultadas por el Emisor, en coordinación con la Entidad Estructuradora, en los respectivos Contratos Complementarios y/o Prospectos Complementarios.
Oferta Pública:	Invitación, adecuadamente difundida, que el Emisor dirige al público en general, o a determinado segmento de éste, para efectuar la colocación pública de una o más Emisiones del Programa, con sujeción a la Ley y su Reglamento. Los términos y condiciones de las Emisiones que se coloquen por Oferta Pública se regirán por las condiciones generales establecidas en este Contrato Marco y en el Prospecto Marco, y por las condiciones específicas que para cada caso establezcan las personas facultadas por el Emisor, en coordinación con la Entidad Estructuradora, en los respectivos Contratos Complementarios y/o Prospectos Complementarios.
OSINERGMIN:	Es el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería o la entidad que lo sustituya.
PAMA:	Programa de Adecuación y Manejo Ambiental.
Patrimonio Neto:	Es la cuenta patrimonio que figura en el balance general del Emisor.
PCSPT:	Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión.
Persona:	Es aquella persona natural o jurídica, asociación de hecho o de derecho, fideicomiso, entidad de gobierno o similar.
PMA:	Plan de Manejo Ambiental.
Precio de Barra de Energía:	Precio de la energía establecido por OSINERGMIN.

Precio de Potencia de Punta en Barra:	Precio de la potencia de punta establecido por OSINERGMIN.
Potencia Firme:	Es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad, de acuerdo a lo establecido por las Leyes Aplicables.
PPA:	Se refiere a los "Power Purchase Agreement" o contratos de compra de potencia y energía celebrados con clientes.
Programa:	Es el Tercer Programa de Bonos Corporativos de EnerSur.
Prospectos Complementarios:	Son los complementos al Prospecto Marco correspondientes a cada una de las Emisiones, incluyendo sus actualizaciones y modificaciones, en los que se establecerán los términos y condiciones específicos de cada una de las Emisiones dentro del Programa.
Prospecto Marco:	Es el prospecto informativo en el que se describen los términos y condiciones generales del Programa, según pueda ser actualizado o modificado.
Reglamento:	Es el Reglamento de Oferta Pública Primaria y de Venta de Valores Mobiliarios aprobado por Resolución CONASEV N° 141-98-EF/94.10 y sus normas modificatorias y complementarias aplicables.
Reglamento de Usuarios Libres:	Es el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad aprobado por Decreto Supremo N° 022-2009-EM.
Representante de los Obligacionistas:	Es la entidad que actúe como intermediario entre el Emisor y el Sindicato de Obligacionistas, según lo establecido en el artículo 325 de la Ley General y las Leyes Aplicables.
SBS:	Es la Superintendencia de Banca, Seguros y Administradoras Privadas de Fondos de Pensiones o la entidad que la sustituya.
SEIA:	Es el Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental.
SEIN o SINAC:	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, formado a partir de la interconexión entre el Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) y el Sistema Interconectado Sur (SIS). Las normas sobre la materia hacen referencia al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional indistintamente como SEIN o SINAC.
Servicio de Deuda:	Es la suma de intereses y de la amortización parcial o total del principal de los Bonos o, de ser el caso, sólo intereses, que deben ser pagados por el Emisor en una Fecha de Vencimiento y/o en la Fecha de Redención.
Servicio Público de Electricidad:	Es el suministro regular de energía eléctrica para uso colectivo, hasta los límites de potencia que sean establecidos por el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. A la fecha de elaboración de este Prospecto Marco, dicho límite de potencia para los suministros sujetos al régimen de regulación de precios está fijado en 200 KW. Aquellos usuarios cuya demanda se ubique dentro del rango de potencia establecido en el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad (mayor a 200 KW y menor a 2,500 KW), tienen derecho a optar entre la condición de Usuario Regulado o de Usuario Libre, conforme a lo establecido en la Ley N° 28832 y en el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad.
Sindicato de Obligacionistas:	Es la agrupación de todos los Bonistas, titulares de los Bonos emitidos ya sea en el marco de una Emisión específica o dentro del presente Programa.
Sistema Complementario de Transmisión:	Es el conjunto de activos o instalaciones de transmisión que no conforman el Sistema Garantizado de Transmisión, están incluidas dentro del Plan de Transmisión, y son construidas por iniciativa propia de los agentes. Sus instalaciones son aquellas cuya puesta en operación comercial se ha producido después de la promulgación de la Ley N° 28832.
Sistema Garantizado de Transmisión:	Es el conjunto de activos o instalaciones de transmisión conformado por las instalaciones incluidas en el Plan de Transmisión tal como ha sido definido por la Ley N° 28832, y que se construyen como resultado de un proceso de licitación. Sus instalaciones son aquellas cuya puesta en operación comercial se ha producido después de la promulgación de la Ley N° 28832.
Sistema Interconectado:	Es el conjunto de Líneas de Transmisión y sub-estaciones eléctricas conectadas entre sí, así como sus respectivos centros de despacho de carga, que permiten la transferencia de energía eléctrica entre

dos o más sistemas de generación.

Sistema Principal de Transmisión o SPT:	Es la parte del sistema de transmisión común al conjunto de generadores de un Sistema Interconectado que permite el intercambio de electricidad y la libre comercialización de energía eléctrica. Sus instalaciones son aquellas cuya puesta en operación se ha producido antes de la promulgación de la Ley N° 28832.
Sistema Secundario de Transmisión o SST:	Es la parte del sistema de transmisión destinado a transferir electricidad hacia un distribuidor o consumidor final. Sus instalaciones son aquellas cuya puesta en operación se ha producido antes de la promulgación de la Ley N° 28832.
SMV:	Es la Superintendencia del Mercado de Valores o la entidad que la sustituya.
Subestación o S.E.:	Es la instalación cuyo objetivo es modificar los niveles de tensión de la energía eléctrica, facilitando su transmisión y distribución. En general se categorizan en: Subestaciones elevadoras, situadas en las inmediaciones de las centrales eléctricas elevando el nivel de tensión antes de entrar a la red de transmisión; Subestaciones reductoras, que reducen el nivel de tensión y entregan la energía a la red de distribución para posteriormente entregarlo a los centros de consumo. Las Subestaciones principalmente están compuestas por transformadores de potencia, equipos de maniobra, medición, control y protección.
Subsidiarias:	Son las Personas jurídicas, entidades o empresas en las que el Emisor ejerza directa o indirectamente el Control.
Tarifa en Barra:	Se refiere al Precio de Barra de Energía, el Precio de Potencia de Punta en Barra, precio de transmisión del sistema principal y garantizado y/u otros cargos regulados fijados por OSINERGMIN para, entre otros fines, las ventas que realicen las empresas generadoras a las empresas distribuidoras para que éstas atiendan el Servicio Público de Electricidad.
Tipo de Cambio Contable SBS:	Es el tipo de cambio contable que se publique en la página web de la SBS (www.sbs.gob.pe) para el Día Hábil inmediato anterior a una fecha determinada. De no existir publicación para dicha fecha, se tomará la publicación para el Día Hábil inmediato anterior. Ante la falta de publicación en las dos fechas anteriores, se utilizará el tipo de cambio de venta correspondiente a la "Cotización de Oferta y Demanda – Tipo de Cambio Promedio Ponderado" (Resolución Cambiaria N° 007-91-EF/90) que publique la SBS en el Diario Oficial "El Peruano" para el Día Hábil inmediato anterior a dicha fecha, y de no existir publicación para tal fecha, se tomará la publicación para el Día Hábil inmediato anterior; de no existir estas últimas, en aplicación del art. 2 de la Resolución Cambiaria N° 007-91-EF/90, se utilizará el tipo de cambio de venta de oferta y demanda que rija en el Banco de Crédito del Perú.
Usuarios Libres:	Son aquellos consumidores finales de electricidad no sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen cuya máxima demanda anual sea mayor a 2,500 KW. Los consumidores finales cuya máxima demanda anual sea mayor de 200 KW hasta 2,500 KW, tienen derecho a elegir entre la condición de Usuario Regulado de Electricidad o de Usuario Libre de Electricidad, cumpliendo los requisitos y condiciones establecidos en el Reglamento de Usuarios Libres.
Usuarios Regulados:	Son aquellos consumidores finales de electricidad sujetos a regulación de precios cuya máxima demanda anual sea igual o menor a 200 KW. Los consumidores finales cuya máxima demanda anual sea mayor de 200 KW hasta 2,500 KW, tienen derecho a elegir entre la condición de Usuario Regulado de Electricidad o de Usuario Libre de Electricidad, cumpliendo los requisitos y condiciones establecidos en el Reglamento de Usuarios Libres.
Vinculadas y Afiliadas:	Son aquellas empresas relacionadas al Emisor, según los alcances del Reglamento de Propiedad Indirecta, Vinculación y Grupos Económicos, aprobado por Resolución CONASEV No 090-2005-EF/94.10 y sus normas complementarias, modificatorias y sustitutorias.

2. Resumen Ejecutivo y Financiero

2.1. Resumen de los Términos y Condiciones del Tercer Programa

Los términos y condiciones del Tercer Programa que se presentan a continuación hacen referencia a los términos y condiciones establecidos en el Contrato Marco, el mismo que se adjunta como Anexo I al presente Prospecto Marco. A continuación se presenta un resumen de las principales características del Tercer Programa, las cuales se encuentran detalladas en el Contrato Marco. Todas las Emisiones de Bonos que se realicen en el marco del Tercer Programa, ya sea mediante oferta pública primaria o mediante oferta privada (en todo lo que resulte aplicable), quedarán sometidas a los siguientes términos y condiciones generales:

- | | | |
|---------|----------------------------|---|
| 2.1.1. | Emisor: | EnerSur S.A. |
| 2.1.2. | Denominación del Programa: | Tercer Programa de Bonos Corporativos de EnerSur. |
| 2.1.3. | Tipo de Instrumento: | Bonos Corporativos. |
| 2.1.4 | Clase: | <p>En el caso que los Bonos sean colocados por Oferta Pública, éstos serán valores mobiliarios representativos de deuda, nominativos, indivisibles, libremente negociables y que estarán representados por anotaciones en cuenta.</p> <p>En caso que los Bonos sean colocados por Oferta Privada, éstos serán valores mobiliarios representativos de deuda, nominativos, indivisibles, representados por anotaciones en cuenta y se sujetarán a lo dispuesto en el artículo 5 de la Ley.</p> |
| 2.1.5. | Moneda: | Los Bonos correspondientes a una Emisión podrán ser emitidos en Dólares o en Nuevos Soles, según se establezca en los respectivos Contratos Complementarios, Prospectos Complementarios e informado a los inversionistas en el Aviso de Oferta respectivo. Los Bonos bajo la misma Emisión estarán expresados en la misma moneda. |
| 2.1.6. | Monto del Programa: | <p>Hasta por un monto máximo en circulación de US\$ 500'000,000.00 (Quinientos Millones y 00/100 Dólares) o su equivalente en Nuevos Soles. Para determinar el monto equivalente en Dólares de una Emisión y/o Serie en Nuevos Soles, se utilizará en la respectiva Fecha de Colocación el Tipo de Cambio Contable SBS.</p> <p>Toda vez que el Tercer Programa contempla la posibilidad de efectuar Ofertas Públicas y Ofertas Privadas, queda expresamente establecido que el Monto del Programa incluye el monto colocado de Bonos, tanto por Oferta Pública como por Oferta Privada.</p> |
| 2.1.7. | Vigencia del Programa: | <p>Seis (6) Años contados a partir de la fecha de inscripción del Tercer Programa en el RPMV de la SMV. El Programa no está sujeto a prórrogas.</p> <p>No obstante, se establece que, transcurridos tres (3) Años contados desde la inscripción del Tercer Programa en el RPMV de la SMV, en el caso que el Emisor decida efectuar nuevas Emisiones bajo el Tercer Programa, deberá presentar a la SMV un Prospecto Marco actualizado que consolide las modificaciones que correspondan.</p> |
| 2.1.8. | Emisiones: | Se podrá efectuar una o más Emisiones, según sea determinado por los funcionarios autorizados del Emisor. El importe de cada Emisión así como sus términos y condiciones específicas serán determinados por los funcionarios autorizados del Emisor en el Contrato Complementario correspondiente, e informados a la SMV y a los inversionistas a través de los respectivos Prospectos Complementarios, Contratos Complementarios y/o Avisos de Oferta. |
| 2.1.9. | Series: | Cada una de las Emisiones que formen parte del Programa podrá comprender una o más Series. El importe de cada Serie será establecido por los funcionarios autorizados del Emisor e informado a la SMV y a los inversionistas a través del Aviso de Oferta respectivo. |
| 2.1.10. | Valor Nominal: | El Valor Nominal de los Bonos será establecido por los funcionarios autorizados del Emisor en el Contrato Complementario correspondiente, e informado a la SMV y a los inversionistas a través de los respectivos Prospectos Complementarios y/o Avisos de Oferta. |

En el caso que se emitan Bonos con valores nominales distintos o que se hayan amortizado parcialmente los Bonos en circulación y sólo para fines del cómputo del quórum y mayorías para la adopción de acuerdos bajo el Contrato Marco, se tomará como unidad de referencia (redondeado al número entero más cercano) el menor valor nominal establecido para los Bonos entonces en circulación de forma tal que, para cada uno de los Bonos, se le asigne tantos votos como número entero de veces contenga la unidad de referencia.

- | | | |
|---------|--|--|
| 2.1.11. | Tipo de Oferta: | <p>Oferta Pública o Privada, según se defina en el respectivo Contrato Complementario y Prospecto Complementario.</p> <p>En caso de Ofertas Privadas resultará de aplicación lo dispuesto en la Cláusula Décimo Novena del Contrato Marco.</p> |
| 2.1.12. | Fecha de Colocación: | <p>Es la fecha en la cual se realiza el proceso de subasta de la Emisión o Serie, siguiendo el mecanismo de colocación establecido en el Prospecto Complementario respectivo. La Fecha de Colocación será definida por los funcionarios autorizados del Emisor y será informada a la SMV y a los inversionistas en el respectivo Aviso de Oferta.</p> <p>El Emisor se reserva el derecho de suspender o dejar sin efecto, en cualquier momento y sin necesidad de expresar causa alguna, la colocación de una o más Series o Emisiones de los Bonos del Programa, siempre y cuando no se hayan adjudicado los Bonos.</p> |
| 2.1.13. | Precio de Colocación: | <p>Los Bonos se podrán colocar a la par, sobre la par o bajo la par de acuerdo con las condiciones del mercado en la Fecha de Colocación, según sea definido por los funcionarios autorizados del Emisor en el Contrato Complementario correspondiente, e informado a la SMV y a los inversionistas a través de los respectivos Prospectos Complementarios y/o Avisos de Oferta.</p> |
| 2.1.14. | Tasa de Interés: | <p>La Tasa de Interés de los Bonos estará expresada en términos nominales anuales y será establecida por los funcionarios autorizados del Emisor antes de la Fecha de Emisión de cada Emisión y/o Serie, con arreglo al mecanismo de colocación que se establezca en el respectivo Prospecto Complementario.</p> <p>La Tasa de Interés podrá ser fija, variable, sujeta a algún índice de reajuste o cupón cero.</p> |
| 2.1.15. | Fecha de Emisión: | <p>La Fecha de Emisión de cada Emisión o Serie será informada a la SMV y a los inversionistas a través del Aviso de Oferta respectivo.</p> |
| 2.1.16. | Fecha de Redención y Fecha de Vencimiento: | <p>La Fecha de Redención es aquélla en la que vence el plazo de la respectiva Emisión o Serie y se amortiza en su totalidad el saldo vigente del principal.</p> <p>Las Fechas de Vencimiento son aquellas en las que se pagará el Servicio de Deuda de los Bonos, incluyendo cuando corresponda a la Fecha de Redención.</p> <p>En caso que alguna Fecha de Vencimiento y/o la Fecha de Redención no fuese un Día Hábil, el pago correspondiente será efectuado el primer Día Hábil siguiente y por el mismo monto establecido para la Fecha de Vencimiento que corresponda o en la Fecha de Redención según sea el caso, sin que los Bonistas tengan derecho a percibir intereses por dicho diferimiento.</p> |
| 2.1.17. | Pago del Principal y de los Intereses: | <p>El pago del Servicio de Deuda se realizará conforme se indique en los respectivos Contratos Complementarios y Prospectos Complementarios.</p> <p>En todos los casos, el pago será a través de CAVALI, en la moneda correspondiente a la respectiva Emisión y de acuerdo con lo establecido en el respectivo Contrato Complementario y Prospecto Complementario o bajo cualquier otro medio permitido bajo las leyes aplicables.</p> <p>Para efectos del pago, CAVALI reconocerá a los Bonistas que se encuentren registrados en el registro contable de dicha institución a más tardar el Día Hábil anterior a la Fecha de Vencimiento o Fecha de Redención, según sea el caso.</p> |
| 2.1.18. | Amortización: | <p>La forma en que el principal de los Bonos será amortizado será determinada por los</p> |

funcionarios autorizados del Emisor en el Contrato Complementario correspondiente, e informada a la SMV y a los inversionistas a través de los respectivos Prospectos Complementarios y/o Avisos de Oferta.

- 2.1.19. Cupón:** Es el monto de los intereses a ser pagados a los Bonistas en las respectivas Fechas de Vencimiento o en la Fecha de Redención. Los intereses se empezarán a acumular a partir de la Fecha de Emisión de las respectivas Emisiones y/o Series y se pagarán de acuerdo con lo señalado en los respectivos Prospectos Complementarios.
- El Cupón será equivalente a la Tasa de Interés aplicada sobre el saldo no amortizado de los Bonos, por el tiempo transcurrido entre la Fecha de Vencimiento correspondiente y la Fecha de Vencimiento inmediata anterior.
- 2.1.20. Plazo de las Emisiones:** El plazo de los Bonos de cada una de las Emisiones y/o sus respectivas Series será determinado por los funcionarios autorizados del Emisor en el Contrato Complementario correspondiente, e informado a la SMV y a los inversionistas a través de los respectivos Prospectos Complementarios y/o Avisos de Oferta.
- 2.1.21. Garantías:** Los Bonos quedarán garantizados en forma genérica con el patrimonio del Emisor. Sin perjuicio de ello, se deja expresa constancia que el Emisor podrá otorgar las garantías específicas que estime conveniente, de acuerdo a lo que se establezca en los Prospectos Complementarios y/o Contratos Complementarios, de ser el caso.
- 2.1.22. Procedimiento de Colocación:** El procedimiento de colocación de cada una de las Emisiones y/o Series será descrito en los respectivos Contratos Complementarios y/o Prospectos Complementarios.
- 2.1.23. Destino de los Recursos:** Los recursos obtenidos de la colocación del Programa serán destinados: (i) a capital de trabajo; (ii) a solventar futuras necesidades de financiamiento del Emisor; (iii) a una reestructuración de los pasivos del Emisor; (iv) a otros usos corporativos; y/o (v) a aquellos fines establecidos en los Prospectos Complementarios y Contratos Complementarios.
- 2.1.24. Opción de Rescate:** El Emisor podrá rescatar total o parcialmente los Bonos en cualquier fecha anterior a la Fecha de Redención, según sea especificado para cada Emisión en sus respectivos Prospectos Complementarios y Contratos Complementarios. Adicionalmente, el Emisor podrá rescatar las obligaciones emitidas o parte de ellas, en cualquiera de los casos contemplados en los Numerales 2 al 5 del artículo 330 de la Ley General. En uno u otro supuesto, se proveerá un trato equitativo para todos los obligacionistas, en concordancia con lo previsto en el artículo 89 de la Ley.
- 2.1.25. Orden de Prelación:** No existe prelación entre las Series de una misma Emisión, ni entre las Emisiones que se realicen como parte del Programa, pactándose de esta forma en contrario de lo establecido por el artículo 309 de la Ley General. En tal sentido, en caso de liquidación del Emisor, todos los titulares de los Bonos que se emitan en el marco del Programa a partir de la fecha de suscripción del Contrato Marco, sea cual fuere la Emisión o Serie a la que pertenezcan, tendrán el carácter de *pari passu* en cuanto al pago de los intereses y el principal adeudados; salvo por aquellas Emisiones que cuenten con alguna garantía específica, en cuyo caso dichas Emisiones tendrán preferencia en el pago hasta por el importe del gravamen sobre los activos en garantía, sujeto a las preferencias establecidas por las Leyes Aplicables.
- 2.1.26. Mercado Secundario:** Los Bonos podrán ser inscritos en la Rueda de Bolsa de la BVL o en otro mecanismo centralizado de negociación, según se defina en el Contrato Complementario correspondiente, e informado a la SMV y a los inversionistas a través de los respectivos Prospectos Complementarios y/o Avisos de Oferta.
- Los costos de la inscripción de los Bonos en dichos mecanismos centralizados de negociación serán por cuenta y costo del Emisor.
- 2.1.27. Clasificación de Riesgo:** El Programa tendrá las clasificaciones de riesgo que le serán otorgadas por el número de Clasificadoras que determinen las Leyes Aplicables.
- 2.1.28. Entidad Estructuradora:** Credicorp Capital Servicios Financieros S.A.

- 2.1.29. Agente Colocador: Credicorp Capital Sociedad Agente de Bolsa S.A. o la entidad que definan los funcionarios autorizados por el Emisor en coordinación con la Entidad Estructuradora en el Contrato Complementario correspondiente, e informado a la SMV y a los inversionistas a través de los respectivos Prospectos Complementarios y/o Avisos de Oferta.
- 2.1.30. Representante de los Obligacionistas: Scotiabank Perú S.A.A. o la entidad que lo sustituya de acuerdo a lo establecido en las Cláusulas Décima y Undécima del Contrato Marco.
- Asimismo, este término se refiere a aquellas entidades que pudieran ser designadas como representante de los obligacionistas por alguna de las Asambleas Especiales.
- 2.1.31. Lugar y Agente de Pago: CAVALI, con domicilio en Avenida Santo Toribio N° 143, oficina 501, San Isidro, Lima.
- 2.1.32. Destino del Principal e Intereses no Cobrados: El principal y los intereses que no sean cobrados dentro del plazo de prescripción que establezcan las Leyes Aplicables, incrementarán el patrimonio del Emisor.
- 2.1.33. Interés Moratorio: En caso de retraso en el cumplimiento de las obligaciones de pago por parte del Emisor, éste se obliga a pagar un interés moratorio que se aplicará automáticamente, sin necesidad de requerimiento o intimación alguna. El Interés Moratorio será igual al 20% del interés nominal anual de los Bonos pertenecientes a la Serie o Emisión y se aplicará sobre toda suma devengada cuyo pago se encuentre en mora. En caso las Leyes Aplicables en su oportunidad establecieran una tasa máxima de interés moratorio inferior al Interés Moratorio que resulte aplicable, entonces ésta se reducirá a dicha tasa máxima. El Interés Moratorio se aplicará en adición de los intereses compensatorios correspondientes.
- 2.1.34. Costos de la Emisión: Todos los costos relacionados con la emisión de los Bonos serán asumidos por el Emisor.
- 2.1.35. Copropiedad: En el caso de Copropiedad de los Bonos, los copropietarios que representen más del cincuenta por ciento (50%) del valor nominal de los mismos deberán designar ante el Emisor y el Representante de los Obligacionistas, por escrito con firma legalizada notarialmente, a una sola persona para el ejercicio de sus derechos como titulares, pero todos ellos responderán solidariamente frente al Emisor y el Representante de los Obligacionistas de cuantas obligaciones deriven de su calidad de Bonistas.

Los términos y condiciones específicos de cada una de las Emisiones de los Bonos que formen parte del Tercer Programa y que no hayan sido determinados en la presente sección, serán definidos en los respectivos Contratos Complementarios y Prospectos Complementarios, y comunicados a la SMV y a los potenciales inversionistas a través del correspondiente Aviso de Oferta.

2.2. Denominación y Domicilio del Emisor

El Emisor se denomina EnerSur S.A. y tiene su domicilio en Av. República de Panamá N° 3490, distrito de San Isidro, provincia y departamento de Lima, Perú. Su central telefónica es (511) 616-7979 y su fax (511) 616-7878.

2.3. Denominación y Domicilio de la Entidad Estructuradora

La Entidad Estructuradora es Credicorp Capital Servicios Financieros S.A., con domicilio en Av. El Derby N° 055, Torre 3, Piso 7, Centro Empresarial Cronos, distrito de Santiago de Surco, Lima 33, Perú. Su central telefónica es (511) 416-3333 y su número de fax es (511) 313-2359.

2.4. Denominación y Domicilio del Agente Colocador

El Agente Colocador es Credicorp Capital Sociedad Agente de Bolsa S.A., con domicilio en Av. El Derby N° 055, Torre 4, Piso 8, Centro Empresarial Cronos, distrito de Santiago de Surco, Lima 33, Perú. Su central telefónica es (511) 416-3333 y su número de fax es (511) 313-2915.

2.5. Denominación y Domicilio del Representante de los Obligacionistas

El Representante de los Obligacionistas es Scotiabank Perú S.A.A., con domicilio en Dionisio Derteano N° 102, distrito de San Isidro, Lima 27, Perú. Su central telefónica es (511) 211-6000.

2.6. Denominación y Domicilio del Agente de Pago

El Agente de Pago es CAVALI S.A. ICLV, con domicilio en Santo Toribio N° 143, distrito de San Isidro, Lima 27, Perú. Su central telefónica es (511) 311-2200.

2.7. Factores de Riesgo

Los potenciales inversionistas, antes de adoptar una decisión de inversión en los Bonos emitidos bajo el presente Tercer Programa deberán considerar cuidadosamente toda la información contenida en la sección “Factores de Riesgo” en la página 20 del presente Prospecto Marco, teniendo en cuenta sus propias circunstancias financieras y políticas de inversión.

2.8. Breve descripción del negocio del Emisor

EnerSur se constituyó en setiembre de 1996 bajo la denominación social de Powerfin Perú S.A. con la meta de adquirir los activos para generación de electricidad que eran propiedad de Southern Peru Copper Corporation (“SPCC”). La transferencia de los activos de generación y el inicio del suministro bajo el PPA suscrito con SPCC (según éste ha sido modificado), así como los demás contratos que regulan las relaciones entre ambas empresas, entraron en vigencia en abril de 1997. En agosto de 2007 se modificó su denominación social a EnerSur S.A.

EnerSur tiene como actividad principal la generación, comercialización y transmisión de energía eléctrica a través de sistemas secundarios, directamente o mediante consorcios o cualquier otra forma de asociación empresarial, contando a la fecha de este Prospecto Marco con cinco (5) centrales de generación eléctrica cuya capacidad instalada total asciende a 1,838 MW: Central Termoeléctrica Ilo, conocida como C.T. ILO1 (217 MW), Central Termoeléctrica Ilo21, conocida como C.T. ILO21 (135 MW), Central Hidroeléctrica Yuncán (134 MW), Central Termoeléctrica ChilcaUno (852 MW) y Central Termoeléctrica de Reserva Fría – Planta Ilo, conocida como ILO31 (500 MW); y una Subestación Eléctrica (S.E. Moquegua). Asimismo, a la fecha del presente Prospecto Marco, se encuentran en ejecución los siguientes proyectos de generación eléctrica que en conjunto representan una capacidad instalada de 825 MW: (i) Central Hidroeléctrica Quitaracsa (112MW) en Ancash, (ii) Central Termoeléctrica Nodo Energético Planta N° 2 Región Moquegua (Planta Ilo) (600 MW) en la provincia de Ilo (Moquegua) como parte del proyecto Nodo Energético del Sur del Perú, y (iii) ampliación de la Central Termoeléctrica ChilcaUno (113 MW).

2.9. Resumen de la Información Financiera

Los potenciales compradores de los Bonos que se emitirán a través del presente Tercer Programa deberán considerar con detenimiento, teniendo en cuenta sus propias circunstancias financieras y políticas de inversión, toda la información contenida en las Secciones “Información Financiera” y “Análisis y Discusión de la Administración acerca del Resultado de las Operaciones y de la Situación Económico Financiera” de este Prospecto Marco.

La información financiera seleccionada fue obtenida de los Estados Financieros auditados de EnerSur correspondientes al 31 de diciembre de 2014 y 2013, y de situación al 30 de junio de 2015 y 2014.

La información presentada deberá leerse conjuntamente con los Estados Financieros auditados individuales de EnerSur y las notas que los acompañan, y está íntegramente sometida por referencia a dichos Estados Financieros, los cuales se encuentran en el RPMV de la SMV. Los Estados Financieros auditados de EnerSur por el período terminando el 31 de diciembre de 2013 y 2014 han sido preparados de conformidad con los principios de contabilidad generalmente aceptados (“PCGA”) en el Perú y han sido auditados por Beltrán, Gris y Asociados S. Civil de R.L., firma miembro de Deloitte, quienes han emitido opinión sin salvedades. Dichos PCGA comprenden a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), las que incorporan las Normas Internacionales de Contabilidad (NIC) oficializadas a través de resoluciones emitidas por el Consejo Normativo de Contabilidad.

Información de los Estados de Resultados

Cifras en Miles de Dólares	Por los 12 meses terminados el 31 de diciembre de		Por los 6 meses terminados el 30 de junio de	
	2014	2013	2015	2014 ¹
Ingresos	618,881	609,917	345,805	310,324
Costo de Ventas	-353,812	-365,693	-188,409	-178,041
Utilidad Bruta	265,069	244,224	157,396	132,283
Margen Bruto (%)	42.8%	40.0%	45.5%	42.6%
Gastos Administrativos	-24,636	-26,092	-11,303	-11,176
Otros Gastos Operacionales (Neto)	-2,129	7,811	239	356
Utilidad Operativa	238,304	225,943	146,332	121,463
Margen Operativo (%)	38.5%	37.0%	42.3%	39.1%
Gastos Financieros (Neto)	-39,539	-40,141	-17,176	-19,149
Utilidad antes de Impuestos a la Renta	198,765	185,802	129,156	102,314
Impuesto a la Renta	-61,197	-58,379	-29,111	-30,213
Utilidad Neta	137,568	127,423	100,045	72,101
Margen Neto (%)	22.2%	20.9%	28.9%	23.2%

Fuente: Estados Financieros Anuales Auditados e Intermedios No Auditados de EnerSur

1. Existe una diferencia por US\$ 255 mil en el costo de ventas y gastos administrativos respecto a la información del mismo periodo trimestral a Junio 2014 informado oportunamente, debido a una reclasificación del gasto por seguros (en Junio 2014 se reportó como gasto administrativo, debiendo ser gasto operativo).

Información de los Estados de Situación Financiera

Cifras en Miles de Dólares	Al 31 de diciembre de		Al 30 de junio de	
	2014	2013	2015	2014
Efectivo y Equivalente	28,530	25,485	16,800	32,996
Cuentas por Cobrar (Comerciales y Otras)	79,047	106,369	93,889	72,834
Impuesto a las Ganancias	-	3,379	-	1,184
Inventarios	82,770	78,798	78,076	77,624
Gastos Pagados por Anticipado	7,141	7,179	4,631	5,276
Total Activos Corrientes	197,488	221,210	193,396	189,914
Gastos Pagados por Anticipado	30,475	27,725	31,910	29,111
Propiedades, Planta y Equipo (Neto)	1,380,136	1,161,747	1,508,116	1,247,526
Activos Intangibles	512	147	536	621
Otros Activos No Corrientes	115,481	107,315	120,646	111,833
Total Activos No Corrientes	1,526,604	1,296,934	1,661,208	1,389,091
Total Activos	1,724,092	1,518,144	1,854,604	1,579,005
Pasivos Financieros	192,200	199,900	217,129	141,825
Cuentas por Pagar (Comerciales y Otras)	39,942	42,285	33,006	40,920
Otros Pasivos Corrientes	29,954	19,990	36,398	8,256
Total Pasivo Corriente	262,096	262,175	286,533	191,001
Pasivos Financieros	622,837	533,344	649,104	597,458
Otros Pasivos No Corrientes	102,801	83,872	101,571	99,447
Total Pasivo No Corriente	725,638	617,216	750,675	696,905
Total Pasivos	987,734	879,391	1,037,208	887,906
Capital Social	255,001	255,001	255,001	255,001
Resultados Acumulados	454,959	372,848	535,364	424,878
Otras Cuentas del Patrimonio	26,398	10,904	27,031	11,220
Total Patrimonio	736,358	638,753	817,396	691,099
Total Pasivo y Patrimonio	1,724,092	1,518,144	1,854,604	1,579,005

Fuente: Estados Financieros Anuales Auditados e Intermedios No Auditados de EnerSur

Indicadores Financieros

Cifras en Miles de Dólares	Por el periodo terminado el 31 de diciembre de		Por el periodo terminado el 30 de junio de	
	2014	2013	2015	2014
Índices de Liquidez				
Prueba Corriente	0.75x	0.84x	0.67x	0.99x
Prueba Ácida	0.41x	0.52x	0.39x	0.56x
Índices de Solvencia				
Endeudamiento Patrimonial	1.34x	1.38x	1.27x	1.28x
Endeudamiento de Largo Plazo	0.53x	0.53x	0.50x	0.56x
Índices de Rentabilidad				
Rentabilidad sobre Activos (ROA)	8.0%	8.4%	8.9%	8.8%
Rentabilidad sobre Patrimonio (ROE)	18.7%	19.9%	20.2%	20.1%

Fuente: Estados Financieros Anuales Auditados e Intermedios No Auditados de EnerSur

Prueba Corriente	Total Activo Corriente / Total Pasivo Corriente
Prueba Ácida	(Total Activo Corriente – Existencias – Gastos Pagados por Anticipado) / Total Pasivos Corrientes
Endeudamiento Patrimonial	Total Pasivo / Total Patrimonio
Endeudamiento de Largo Plazo	Pasivo No Corriente / (Inmuebles, Maquinaria y Equipo, Neto + Activos Intangibles)
Rentabilidad sobre Patrimonio	Utilidad Neta LTM / Total Patrimonio
Rentabilidad sobre Activos	Utilidad Neta LTM / Total Activo

3. Factores de Riesgo

Los potenciales inversionistas, previo a tomar cualquier decisión de inversión respecto a los Bonos, deberán considerar cuidadosamente la información presentada en este Prospecto Marco, sus complementos y demás información disponible en el RPMV de la SMV y de manera particular la que se incluye en esta sección, sobre la base de su propia situación financiera y sus objetivos de inversión. La inversión en los Bonos conlleva ciertos riesgos relacionados tanto a factores internos como a factores externos al Emisor que podrían afectar el nivel de riesgo asociado a la inversión. A continuación se presenta una breve descripción de los principales factores de riesgo e incertidumbres que podrían afectar el nivel de riesgo asociado a la inversión en los Bonos.

Deberá tenerse en cuenta que los riesgos e incertidumbres que se describen a continuación no son los únicos que podrían afectar al Emisor. Podrían surgir riesgos e incertidumbres adicionales que el Emisor desconoce al momento en que se elaboró el presente documento. Los riesgos considerados actualmente como inmateriales por el Emisor no han sido incluidos. No se descarta que estos factores, desconocidos o considerados por el Emisor como inmateriales por el Emisor en la actualidad, puedan afectar en el futuro, de presentarse, los negocios del Emisor, su situación financiera o sus resultados de operación.

3.1. Factores de Riesgo Asociados al País

3.1.1. Riesgo País o Riesgo Estructural

Durante la década de 1990, se llevaron a cabo una serie de reformas de estabilización en el Perú, con el propósito de reestructurar al Estado, promover la inversión privada nacional y extranjera, y contribuir a la creación de una economía de libre mercado. Durante este período, las leyes y políticas proteccionistas o intervencionistas se fueron eliminando gradualmente. La economía peruana, en general, ha respondido favorablemente a esta transformación, lo cual se ha visto reflejado en el otorgamiento de una clasificación de riesgo de grado de inversión otorgada por las principales agencias clasificadoras del mundo.

En el 2014, la agencia estadounidense de riesgo crediticio Moody's elevó en dos escalones la calificación crediticia de la deuda a largo plazo en moneda extranjera del Perú, debido a las expectativas de que se acelere el crecimiento de la economía, se fortalezca su posición fiscal y de que reformas estructurales mejoren su potencial de expansión. Moody's subió la calificación a "A3" desde "Baa2" con una perspectiva estable. Asimismo, Fitch Ratings y Standard & Poor's Ratings Services, mantuvieron la calificación crediticia del Perú en 'BBB+' con perspectiva estable, dentro del grado de inversión, debido a que la coherencia de las políticas peruanas han permitido un alto crecimiento y estabilidad macroeconómica. Cabe mencionar, que según información publicada por el Ministerio de Economía y Finanzas, al 10 de setiembre de 2015 las antes mencionadas agencias de clasificación de riesgo han mantenido sus calificaciones crediticias correspondientes a la deuda a largo plazo en moneda extranjera del Perú.

Si bien el riesgo país ha disminuído en los últimos años, aún queda por mejorar la inestabilidad política, los índices de pobreza, el desempleo, los conflictos sociales y la presión fiscal, que son los principales factores que lo afectan. Los lineamientos económicos planteados por el actual gobierno no difieren, de forma significativa, de aquéllos orientados a la prudencia fiscal y el mantenimiento de los equilibrios macroeconómicos. En este contexto, el riesgo para el inversionista está constituido por la posibilidad de que el actual gobierno, o un gobierno futuro, no continúen con los procesos de reforma en marcha o modifiquen el rumbo de la política económica, afectando negativamente las condiciones de la operación del Emisor o de sus clientes.

Todos los activos y negocios del Emisor están ubicados en el Perú. En consecuencia, los negocios, situación financiera y resultados de operaciones del Emisor están correlacionados con el nivel de actividad económica, cambios en las políticas económicas y sociales, inestabilidad de los precios, inflación, entre otras variables del país, sobre los cuales el Emisor no tiene control.

En el pasado, el Perú ha experimentado periodos de grave recesión económica, grandes devaluaciones de la moneda, alta inflación, conflictos armados, expropiaciones, protestas, conflictos laborales, conmoción social, nacionalizaciones y restricciones para la conversión de moneda, operaciones bursátiles, entre otros sucesos. Estos han llevado a consecuencias económicas adversas sobre las cuales el Emisor no tiene control. Dada la coyuntura actual, la desaceleración económica a nivel global y nacional, no se puede garantizar que el Perú no experimente condiciones adversas similares en el futuro, ni la manera en que ello pueda afectar el negocio del Emisor, su situación financiera y sus resultados de las operaciones.

3.1.2. Riesgo Macroeconómico

Los resultados de EnerSur, al igual que los de la mayoría de empresas en el Perú, podrían verse afectados por el nivel de la actividad económica en el país. Variaciones en indicadores económicos tales como la inflación, el producto bruto interno, el saldo de la balanza de pagos, la depreciación/apreciación de la moneda, el crédito, las tasas de interés, la inversión y el ahorro, el consumo, el gasto y el ingreso fiscal, la inversión pública, la inversión privada, entre otras variables, podrían afectar el desarrollo de la economía peruana y, por lo tanto, podrían generar consecuencias con efectos adversos en los negocios y en los resultados del Emisor.

De esta manera, un deterioro en los indicadores macroeconómicos y en las expectativas futuras de los agentes económicos, traería como consecuencia una disminución en el volumen de sus operaciones y un debilitamiento en la calidad de su cartera, impactando finalmente en los resultados de EnerSur.

3.1.3. Riesgo de Procesos Inflacionarios

En el pasado, el Perú sufrió periodos de hiperinflación que perjudicaron considerablemente la economía peruana y la capacidad del gobierno para crear condiciones que favorecieran el crecimiento económico.

Como consecuencia de las reformas iniciadas en la década de los noventa, la inflación peruana disminuyó significativamente de una inflación de cuatro dígitos durante la década de los ochenta, a cifras en el rango de 1% a 3%.

En el caso que la economía del Perú experimente un proceso inflacionario significativo en el futuro, los costos y gastos administrativos podrían aumentar, lo cual podría afectar los márgenes operativos del Emisor. Las presiones inflacionarias podrían llevar a la intervención gubernamental en la economía, incluyendo la introducción de políticas gubernamentales que podrían afectar de manera adversa el rendimiento general de la economía peruana. Por ejemplo, en respuesta al aumento de inflación, el Banco Central del Perú, que establece la tasa de interés básica en el Perú, puede aumentar o disminuir la tasa de interés básica en un intento por controlar la inflación o fomentar el crecimiento económico.

La estructura operativa de ingresos y costos se encuentra altamente dolarizada e indexada a inflación. Asimismo sus principales activos, pasivos, ingresos y gastos se generan en Dólares y/o están indexados a inflación, por lo cual el Emisor está poco expuesto a riesgos ante fuertes procesos inflacionarios. Sin embargo, no se puede asegurar que dicha estructura se mantenga en el futuro.

3.1.4. Riesgo de Control Cambiario y Fluctuaciones Cambiarias

Durante décadas pasadas, el Estado Peruano adoptó políticas de control del mercado cambiario local, implementando restricciones tanto sobre el mercado cambiario como sobre el comercio en moneda extranjera. Sin embargo desde marzo de 1991, no existen controles cambiarios en el Perú. Actualmente, las operaciones de compra y venta de moneda extranjera se realizan a la tasa de cambio sujeta a la oferta y la demanda. No obstante, se debe evaluar la posibilidad de que estas restricciones o controles puedan volver a implementarse, tomando en cuenta que dichas restricciones o controles podrían afectar negativamente el rendimiento esperado por algún inversionista.

Asimismo, durante las décadas previas, la moneda peruana experimentó fuertes devaluaciones. Si bien en los últimos años, el Nuevo Sol ha mantenido un valor relativamente estable respecto al Dólar, existiendo periodos en los que incluso experimentó una revaluación de la moneda, en los últimos dos años el Nuevo Sol se ha depreciado de manera significativa, aunque en menor medida que otras monedas de la región, respecto del Dólar, consecuencia de la coyuntura global y local. Así como ha venido sucediendo en los últimos años, el comportamiento de la moneda podría alterarse por una mayor percepción de riesgo en el panorama político, cambios en los fundamentos de la economía y otros factores tanto internos como externos respecto de los cuales el Emisor no tiene control, por lo que no puede garantizarse que el ritmo de depreciación o apreciación de la moneda nacional se mantenga homogéneo.

Dada la estructura operativa de ingresos y costos altamente dolarizados, EnerSur está poco expuesta a riesgos ante fuertes devaluaciones debido a que sus principales activos, pasivos, ingresos y gastos se generan en Dólares. Sin embargo, no se puede asegurar que dicha estructura se mantenga en el futuro.

Al 30 de junio de 2015 el 40% de los ingresos del Emisor son en Dólares y el restante en Nuevos Soles. A la misma fecha, la pérdida (neta) por diferencia en cambio fue de US\$ 2,185 miles. Las políticas implementadas para controlar o mitigar potenciales impactos negativos consecuencia de variaciones de tipo de cambio son mediante la fijación del tipo de cambio a través de instrumentos financieros derivados (swaps de moneda).

3.1.5. Riesgo de Conflicto Social, Terrorismo y/o Vandalismo

En el pasado, el Perú experimentó niveles significativos de actividad terrorista, con actos importantes de violencia en contra del gobierno y el sector privado desde finales de la década de 1980 hasta inicios de la década de 1990. Si bien el accionar terrorista ha sido reducido con éxito, no existe garantía de que no se produzca un rebrote terrorista en el futuro y no se puede asegurar que dichas actividades no impacten negativamente en el negocio del Emisor.

Asimismo, el país todavía muestra niveles de pobreza crítica, desempleo y subempleo que no van de acuerdo con los logros obtenidos en el ámbito de la estabilidad económica, los cuales han beneficiado de manera diferenciada a distintas zonas del país. Dicho contexto socio-económico se ha reflejado en una serie de conflictos sociales en zonas específicas. En tal sentido, no puede asegurarse que alguno de dichos conflictos sociales no pueda devenir en actos violentos contra la propiedad pública y/o privada o afectar negativamente las operaciones del Emisor o la ejecución de sus proyectos lo cual, a su vez, podría afectar negativamente la situación financiera del Emisor y los resultados de sus operaciones.

Aunque el Emisor mantiene una adecuada cobertura de seguros para sus activos que los protege de los riesgos de Conflicto Social, Terrorismo o Vandalismo, e incluye regularmente en sus contratos cláusulas que limitan los riesgos por fuerza mayor, no se puede garantizar que la eventual ocurrencia de alguno de dichos eventos no pueda ocasionar la interrupción total o parcial de sus operaciones y/o afectar negativamente sus resultados financieros.

3.1.6. Riesgo de Desastres Naturales

El Perú se encuentra dentro de una región afectada regularmente por eventos de carácter natural tales como temblores, terremotos, inundaciones, deslizamientos, entre otros desastres naturales o fenómenos climatológicos. Tales condiciones pueden ocasionar daños físicos a los bienes y equipos del Emisor, el cierre o suspensión de uno o más de sus proyectos y/o centrales en operación, mano de obra inadecuada en los mercados e interrupciones temporales en el suministro de materiales o equipos.

De igual modo, las condiciones climáticas adversas, fuera del control del Emisor, pueden tener efecto significativamente adverso en sus actividades, resultados de operación y situación financiera.

Aunque el Emisor mantiene una adecuada cobertura de seguros para sus activos e incluye regularmente en sus contratos cláusulas que limitan los riesgos por fuerza mayor, no se puede garantizar que la eventual ocurrencia de alguno de dichos eventos no pueda ocasionar la interrupción total o parcial de sus operaciones y/o afectar negativamente sus resultados financieros.

3.1.7. Riesgo del Marco Legal Aplicable

De modo general, los inversionistas deben tener en cuenta que el marco legal aplicable al Emisor y a los Bonos puede ser susceptible de modificación en el tiempo. En tal sentido, no puede asegurarse que el marco legal actualmente vigente, se mantenga en el tiempo. Asimismo, debe considerarse que, durante los años recientes el número de tributos a que está sujeto el Emisor se ha mantenido relativamente constante, sin embargo no puede garantizarse que las normas tributarias que resultan aplicables al Emisor o la forma en que éstas sean interpretadas por las autoridades competentes no experimentarán modificaciones en el futuro, ni que dichas modificaciones no tengan efectos adversos en las operaciones del Emisor.

Adicionalmente, con fecha 20 de diciembre de 2012, EnerSur suscribió un Convenio de Estabilidad Jurídica con el Estado Peruano representado por ProInversión para que, por un plazo de diez (10) años tenga estabilidad de los regímenes del Impuesto a la Renta y de contratación de trabajadores que se encontraban vigentes a la fecha de la suscripción del convenio. A la fecha, EnerSur se encuentra evaluando la posibilidad de renunciar a dicho Convenio. Véase la Sección "Convenio de Estabilidad Jurídica" de este Prospecto Marco.

3.2. Factores de Riesgo Relacionados al Negocio

3.2.1. Riesgo Comercial

Las empresas generadoras que a la fecha de preparación de este Prospecto Marco forman parte del SEIN suman 46 compañías, y compiten entre sí por el mercado de contratos (Usuarios Libres y Usuarios Regulados).

En este sentido, debe tenerse en cuenta la posibilidad de que Usuarios Libres, empresas distribuidoras que no cuenten actualmente con contratos con el Emisor, o nuevas empresas por constituirse, pudieran contratar sus necesidades de potencia y energía eléctrica con cualquiera de los generadores existentes o nuevos que pudieran instalarse en el futuro.

Desde el año 2003, el Emisor viene implementando una política comercial que le ha permitido diversificar su base de clientes y reducir la participación sobre el total de sus ingresos de SPCC, uno de los principales productores y exportadores de cobre en el Perú. Un cliente de reconocido prestigio a nivel internacional y una de las empresas más grandes del Perú. La relación entre el Emisor y SPCC se inició en 1997 a través de un Contrato de Suministro de Energía denominado "*Power Purchase Agreement*" ("*PPA con SPCC*", según este ha sido modificado) por un plazo de vigencia de 20 años. Dicho contrato vencerá en abril de 2017 y no será renovado.

Durante el primer semestre de 2015, las ventas a Clientes Libres y Clientes Regulados representaron el 44.8% y 55.2%, respectivamente. Los principales clientes de la empresa son SPCC (27.9% sobre el total de ventas), Edelnor (26.4% sobre el total de ventas), Luz del Sur (12.4% sobre el total de ventas) y Antamina (9.5% sobre el total de ventas). Todos los mencionados clientes son empresas de reconocido prestigio y con una alta calidad crediticia.

Adicionalmente, EnerSur no descarta la posibilidad de celebrar contratos de *joint venture*, consorcio, asociación en participación, y/o contratos de naturaleza similar en virtud de los cuales desarrolle nuevos negocios vinculados a su giro comercial distintos a aquellos negocios relacionados con sus activos o proyectos en construcción a la fecha del presente documento. A la fecha, el Emisor no prevé la celebración de dichos contratos pero no descarta la posibilidad de celebrarlos en el futuro.

Finalmente, como en cualquier mercado, debe considerarse además la posibilidad que el ingreso de nuevos generadores al sistema eléctrico pueda originar un exceso temporal de oferta de energía, lo cual tendría como consecuencia una reducción en los precios de la misma; sin embargo, ello no afectaría los precios pactados en los contratos de suministro vigentes. Asimismo, si dichos nuevos

generadores que ingresaran tuvieran un menor costo total de producción que el resto de generadores, ello podría afectar el pago por potencia de los generadores existentes.

3.2.2. Riesgos de Construcción

El Emisor, dentro de sus planes de expansión de operaciones, se encuentra en proceso de construcción y/o ampliación de algunas centrales de generación eléctrica y/o demás infraestructura. En tal sentido, como en todo proceso de construcción, el Emisor asumirá distintos riesgos, tales como, escasez de trabajadores, huelgas de trabajadores, adversidades climáticas, necesidad de obtención de autorizaciones y licencias ambientales y/o administrativas, potenciales problemas geológicos, incremento de costos de construcción, demora en la entrega de equipos o materiales de construcción a las compañías encargadas de realizar las obras, ausencia de personal adecuado y calificado de los contratistas para ejecutar las obras y la ocurrencia de cualquier tipo de evento o hecho que ocasione demoras a cada una de las compañías encargadas de realizar las obras.

La ocurrencia de cualquiera de dichos eventos podría: (i) ocasionar demoras en los cronogramas previstos para la realización de las obras de construcción y/o ampliación de las centrales de generación eléctrica y/o demás infraestructura del Emisor lo que podría afectar los compromisos actuales del Emisor; (ii) originar incrementos en los costos previstos para la realización de dichas obras; y/o, (iii) afectar la operación de las centrales de generación eléctrica y/o demás infraestructura del Emisor.

3.2.3. Riesgo Climático y por Fenómenos Naturales

La capacidad nominal de generación del Emisor está compuesta en un 7.0% (junio de 2015) por generación hidroeléctrica y actualmente se encuentra construyendo una nueva Central Hidroeléctrica que incrementará su capacidad nominal de generación hidroeléctrica a 12.2%. Por tal razón, parte de las actividades del Emisor dependen de las condiciones hidrológicas prevaletientes a lo largo del tiempo en las cuencas de las cuales obtiene los recursos hídricos para sus operaciones.

De existir condiciones de sequía en las cuencas que alimentan la Central Hidroeléctrica que opera el Emisor (la Central Hidroeléctrica Yuncán y la futura Central Hidroeléctrica de Quitaracsa), éste deberá recurrir a la generación termoeléctrica de sus otras plantas, o, en último caso, a la compra de energía en el Mercado de Corto Plazo para poder completar el abastecimiento de sus contratos. Esta situación podría reducir el margen operativo y la utilidad neta en dicho periodo. Por lo tanto, no puede asegurarse que en el futuro temporadas de sequías no afecten adversamente los márgenes operativos del Emisor.

Por otro lado, "El Fenómeno del Niño" es un evento natural, de índole océano-atmosférico que se caracteriza, entre otros elementos físicos y atmosféricos, por: (i) un calentamiento intenso anormal de las aguas superficiales del mar frente a las costas del Perú y Ecuador; y, (ii) cambios climáticos que se generan a nivel regional y global.

La presencia de este fenómeno se ha podido observar en el Perú en muchas ocasiones, siendo catastrófico en cinco oportunidades: 1856, 1891, 1925, 1983 y 1997. No puede garantizarse que "El Fenómeno del Niño" no se repita en el futuro, ni preverse la frecuencia o intensidad de posteriores apariciones de éste fenómeno, ni asegurarse que éste no cause dificultades operativas para el Emisor en el futuro. En efecto, de acuerdo con información publicada en medios informativos durante los últimos meses, se esperaría la presencia de "El Fenómeno del Niño" para finales de este año e inicios del próximo, sin que aún se tenga claridad de la intensidad del mismo. En este sentido, el Emisor ha elaborado y comunicado a OSINERGMIN los planes de contingencia correspondientes a la Central Termoeléctrica ChilcaUno y la Central Hidroeléctrica Quitaracsa en donde se consideran las acciones correspondientes ante la ocurrencia de "El Fenómeno del Niño".

Por otro lado, el Perú (ubicación de los activos de operación de EnerSur) ha experimentado otros fenómenos naturales como terremotos e inundaciones. El 15 de agosto de 2007 un fuerte sismo de 7.9 en la escala de Richter se presentó en la costa central de Perú y afectó principalmente la provincia de Ica. Si bien EnerSur no se vio afectado por el terremoto en dicha oportunidad, tiene sus activos geográficamente diversificados y mantiene cobertura de seguros para cubrir las consecuencias en caso que se produzca un sismo que afecte sus activos u operaciones, en caso un evento similar ocurra en el futuro, la Compañía podría sufrir daños en su infraestructura o se podrían afectar ciertos equipos que generen desconexiones temporales y que, en consecuencia, podrían resultar en efectos adversos para las operaciones del Emisor.

3.2.4. Riesgo de Suministro de Combustible

Al 30 de junio de 2015, existen más de 3,344 MW en el SEIN que utilizan el gas natural de Camisea y su confiabilidad depende tanto de las actividades de extracción de Pluspetrol (suministro de molécula de gas), como del gasoducto que transporta el gas natural (transporte) desde los yacimientos de Camisea, que representan alrededor del 38% del total de generación del SEIN y de la distribución del gas natural a su llegada a Lima.

Esta dependencia produce que, ante una eventual falla del gasoducto, las unidades de las generadoras que utilizan combustible líquido empiecen a despachar, encareciendo el costo de operación del SEIN. Esta situación podría producir un efecto negativo en los resultados financieros del Emisor, tales como el resultado operativo, entre otros. Al respecto, cabe señalar que el Emisor cuenta con pólizas de seguro, y ha incluido cláusulas específicas en algunos de sus PPAs que permiten mitigar el riesgo en caso de una interrupción en el

suministro de gas. Adicionalmente, es necesario indicar que hasta diciembre de 2016 está vigente el Decreto de Urgencia N° 049-2008 el cual permite transferir los sobrecostos de generación ante fallas del gasoducto a los consumidores finales.

Por otro lado, no puede anticiparse la posibilidad o los efectos en las operaciones o resultados del Emisor que pueden ser atribuibles a cambios en las normas vigentes, o su interpretación oficial, que tenga por objetivo incentivar el uso del gas natural proveniente de los yacimientos de Camisea. No es posible afirmar que estos cambios se realizarán ni tampoco es posible anticipar el impacto que pudieran tener sobre los resultados financieros del Emisor.

El Emisor utiliza el gas natural de Camisea para sus operaciones en su C.T. ChilcaUno. A junio de 2015, para esta central, el Emisor cuenta con los siguientes contratos: (i) contrato de molécula de gas natural con Pluspetrol por 3'950,000 m³std/día hasta noviembre del 2021, el cual puede ser ampliado por 5 años adicionales; (ii) contrato de transporte de gas con Transportadora de Gas del Perú (TGP) hasta abril del 2033, por 2'992,782 m³std/día de Capacidad Reservada Diaria el cual se incrementará a 3'942,315 m³std/día a partir de la llegada de la ampliación del gasoducto TGP (fecha de ingreso aproximadamente en el primer trimestre de 2016); y (iii) contrato de distribución de gas natural con Gas Natural de Lima y Callao (Cálidda) por una capacidad reservada diaria en modalidad firme de 3'437,075 m³std/día y capacidad reservada en modalidad interrumpible de 668,867 m³std/día hasta el 31 de diciembre de 2033.

En este sentido, mediante sus contratos de suministro de molécula de gas, transporte y distribución, el Emisor tiene cubierto el 100% de los requerimientos de la C.T. ChilcaUno, incluyendo lo necesario para el Proyecto de Ampliación de la central. Para mayor detalle sobre los aspectos relacionados al citado proyecto de ampliación, véase la Sección "Principales Proyectos en Construcción de EnerSur" de este Prospecto Marco.

3.2.5. Dependencia de Concesiones, Autorizaciones, Licencias y Permisos

El Emisor se encuentra sujeto a las Leyes Aplicables que requieren que obtenga, mantenga y renueve periódicamente, cuando corresponda, las autorizaciones, permisos y licencias, incluyendo aquellas autorizaciones, licencias y permisos de índole medioambiental, que se encuentren relacionadas con la operación del Emisor, entre otros, necesarios para la implementación de sus proyectos y desarrollo de sus actividades. El Emisor podría ser sancionado por parte de las autoridades competentes si incumple con dichas Leyes Aplicables, lo cual podría reflejarse en multas, revocaciones de licencias o, incluso, suspensión de sus actividades.

Actualmente, todas las actividades de generación eléctrica que realiza el Emisor a la fecha de elaboración de este Prospecto Marco cuentan con las respectivas concesiones definitivas y autorizaciones otorgadas por el Estado Peruano. Las concesiones definitivas han adquirido carácter contractual al otorgarse las escrituras públicas respectivas, se encuentran inscritas en el registro público correspondiente y constituyen ley entre las partes como consecuencia de ello. Conforme a la Ley de Concesiones Eléctricas, las mismas se extinguen por declaración de caducidad en los casos específicos allí establecidos o por aceptación de la renuncia presentada por el concesionario. Asimismo, la LCE permite al Estado declarar la caducidad de una Concesión Definitiva por causales distintas a las contempladas en dicha ley, en cuyo caso el Estado deberá indemnizar al contado al concesionario, sobre la base del "Valor Presente del Flujo Neto de Fondos a Futuro" que la respectiva concesión le genere, para lo cual se utilizará la tasa de actualización prevista en dicha ley.

Adicionalmente, todas las actividades de generación hidroeléctrica que actualmente realiza el Emisor cuentan con licencias o permisos otorgados por el MEM y la Autoridad Nacional del Agua que le permiten al Emisor el aprovechamiento de los recursos hidráulicos necesarios para sus actividades de generación hidroeléctrica conforme a lo dispuesto en las resoluciones correspondientes. De acuerdo a lo previsto en las Leyes Aplicables, las licencias correspondientes al uso de recursos hidráulicos para el desarrollo de actividades de generación hidroeléctrica se otorgan por plazo indeterminado.

Los derechos de uso de agua del Emisor pueden ser dejados sin efecto o modificados en los casos específicamente señalados en las Leyes Aplicables, tales como la falta de pago de la retribución correspondiente durante dos años consecutivos y el uso de los recursos hidráulicos para fines o condiciones distintas a las otorgadas.

El 31 de marzo de 2009, se publicó en el Diario Oficial "El Peruano" la Ley de Recursos Hídricos que sustituye a la Ley General de Aguas – Decreto Ley N° 17752, vigente desde julio de 1969. La nueva ley incluye disposiciones concordantes con lo establecido por el Decreto Legislativo N° 1081, que crea el Sistema Nacional de Recursos Hídricos y el Decreto Legislativo N° 1083, que promueve el Aprovechamiento Eficiente y Conservación de los Recursos Hídricos, ambos promulgados en junio de 2008.

Asimismo, la Ley de Recursos Hídricos ha introducido algunas novedades respecto a la participación de las comunidades campesinas y nativas en los beneficios de los proyectos de infraestructura hidráulica ejecutados en sus tierras, así como la participación de los consejos de cuenca en el otorgamiento de los derechos de uso de agua. La Ley fue Reglamentada por Decreto Supremo N° 001-2010-AG.

3.2.6. Riesgo de Cambios en la Regulación

Las operaciones del Emisor se encuentran sometidas al marco regulatorio del sector eléctrico en el Perú y a la interpretación y supervisión del cumplimiento de las mismas que realicen las Autoridades Gubernamentales competentes. Adicionalmente, sus ventas a empresas distribuidoras con el fin de que éstas atiendan el Servicio Público de Electricidad se encuentran en una proporción menor (17%

de la potencia contratada en el 2015, 5% en el 2016, disminuyendo hasta 2% en el 2020) sujetas a Tarifas en Barra que periódicamente aprueba la autoridad competente y en su mayoría a los precios producto de las licitaciones que convocan las empresas distribuidoras de conformidad con la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica. En tal sentido, la variación de los precios de venta a empresas distribuidoras no constituye un riesgo relevante. Adicionalmente, la variación de la Tarifa en Barra que fija el regulador está acotado a una banda cuyos límites están determinados por el +/- 10% del promedio ponderado de los precios de las Licitaciones. Por otro lado, el Emisor está sujeto a precios regulados de transmisión por el uso de redes de transmisión (del Sistema Principal, Sistema Garantizado, Sistemas Complementarios y de Sistemas Secundarios de Transmisión) y distribución, y al cumplimiento de las Leyes Aplicables en materia ambiental, entre otros.

En tal sentido, no puede garantizarse que el marco regulatorio del sector eléctrico vigente a la fecha de elaboración de este Prospecto Marco, o que la forma como éste es interpretado o aplicado por las Autoridades Gubernamentales competentes, se mantengan inalterados en el futuro, de manera que no afecten negativamente las operaciones o los resultados del Emisor. Véase la Sección “Descripción del Sector Eléctrico Peruano y su Regulación” de este Prospecto Marco.

Asimismo, no se puede garantizar que eventuales cambios en la legislación, incluyendo la legislación laboral y contable, puedan afectar la forma en la que el Emisor viene desarrollando sus actividades y que tales cambios no vayan a tener un efecto adverso en el Emisor.

3.2.7. Riesgo Ambiental

El Emisor se encuentra sujeto a la normativa relacionada a la protección del medio ambiente. Si bien el cumplimiento de las obligaciones asumidas en base a dichas normas puede implicar costos significativos y posibles limitaciones a las operaciones de EnerSur, el incumplimiento bajo los instrumentos ambientales podría generar la imposición de sanciones administrativas, civiles y penales, así como la imposición de medidas correctivas que aseguren el futuro cumplimiento de dichas obligaciones ambientales cuya ejecución represente costos importantes.

No obstante que, en opinión del Emisor, el diseño, ingeniería, construcción y operación de las instalaciones de las centrales de generación eléctrica y de Líneas de Transmisión que opera cumplen con las normas ambientales peruanas y los lineamientos ambientales establecidos en los respectivos instrumentos de gestión ambiental, no se puede garantizar que no aparezcan contingencias ambientales en el futuro que impliquen el pago de multas o la realización de inversiones en remediación ambiental.

Adicionalmente, es posible que en el futuro se establezcan nuevas regulaciones que generen el incremento de costos destinados a proteger el medio ambiente o que impongan nuevas y más estrictas responsabilidades y obligaciones a las empresas del sector eléctrico. No es posible estimar el impacto que dicha normativa tendría en la forma en la que el Emisor viene desarrollando sus actividades y que tal impacto no vaya a tener un efecto adverso en el futuro.

3.2.8. Riesgo Crediticio

El Emisor está expuesto al riesgo crediticio en caso las contrapartes no cumplan sus obligaciones. A pesar de que EnerSur busca reducir el riesgo de incumplimiento de las contrapartes al mantener una política de realizar estos acuerdos con instituciones altamente calificadas, una de las contrapartes podría incumplir, teniendo un efecto adverso en el resultado de las operaciones.

Sin embargo, el Emisor tiene una sólida cartera de clientes. A junio de 2015, la provisión por cobranza dudosa asciende a 0.007% del total de cuentas por cobrar de la empresa.

3.2.9. Riesgo de Procesos Judiciales

Por la naturaleza del negocio de EnerSur, éste puede verse involucrado en procesos judiciales, arbitrales y/o administrativos, los cuales, eventualmente, podrían tener un efecto adverso en los resultados económicos y/o financieros del Emisor. Sin perjuicio de ello, y según se detalla más adelante en la sección “Procesos Judiciales, Administrativos y Arbitrales”, a la fecha del presente Prospecto Marco, el Emisor no es parte en ningún procedimiento judicial, administrativo o arbitral que pueda, razonablemente, afectar de manera sustancialmente adversa a EnerSur.

No obstante, no puede asegurarse que, en el futuro, el Emisor se vea involucrado en uno o más procedimientos judiciales, administrativos o arbitrales y cuyos resultados puedan generar un efecto adverso en la situación financiera y resultados de operaciones del Emisor.

3.2.10. Riesgo por Compromisos

Al cierre de junio de 2015, el Emisor ha otorgado las siguientes garantías (cartas fianzas bancarias):

Beneficiario	Monto US\$	Emisión	Vencimiento	Concepto
Ministerio de Energía y Minas	55'000,000	20/01/2015	20/01/2016	Nodo Energético - Fiel Cumplimiento Compromiso de Inversión
Ministerio de Energía y Minas	11'184,625	04/05/2015	31/08/2015	C.H. Quitaracs - Concesión Definitiva de Generación
Activos Mineros SAC	10'000,000	06/09/2014	06/09/2015	C.H. Yuncán - Derecho de Usufructo / Aportes Periódicos
Activos Mineros SAC	2'000,000	06/09/2014	06/09/2015	C.H. Yuncán - Fiel Cumplimiento del Contrato de Usufructo
Ministerio de Energía y Minas	4'500,000	19/06/2015	19/06/2016	C.T. ILO31 - Garantía de Operación del Contrato de Concesión
Petroperu S.A. - Operaciones Talara	1'606,220	18/08/2014	30/11/2015	Suministro de Energía para Refinería Talara
Ministerio de Energía y Minas	598,614	15/11/2014	15/11/2015	Ampliación ChilcaUno - Fiel Cumplimiento ejecución de obras
Ministerio de Energía y Minas	598,614	23/01/2015	01/03/2017	Nodo Energético - Fiel Cumplimiento Ejecución de Obras
Ministerio de Energía y Minas	393,600	12/11/2014	06/08/2016	Nodo Energético - Fiel Cumplimiento Obras L.T. 500KV
Edelnor S.A.A.	269,460	23/04/2015	23/04/2016	Licitación largo plazo
Luz del Sur S.A.A.	216,695	23/04/2015	23/04/2016	Licitación largo plazo
Hidrandina S.A.	142,445	23/04/2015	23/04/2016	Licitación largo plazo
Electronorte S.A.	101,124	23/04/2015	23/04/2016	Licitación largo plazo
Electrocentro S.A.	84,434	23/04/2015	23/04/2016	Licitación largo plazo
Electronoroeste S.A.	70,849	23/04/2015	23/04/2016	Licitación largo plazo
Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A.	46,222	23/04/2015	23/04/2016	Licitación largo plazo
Electro Sur Este S.A.A.	41,936	23/04/2015	23/04/2016	Licitación largo plazo
Ministerio de Energía y Minas	40,054	30/03/2015	31/08/2015	C.H. Quitaracs - Concesión de Transmisión L.T. 220 KV
ELECTROSUR S.A.	31,985	23/04/2015	23/04/2016	Licitación largo plazo
Electropuno S.A.A.	28,107	23/04/2015	23/04/2016	Licitación largo plazo
Consorcio Eléctrico de Villacuri S.A.C.	2,956	23/04/2015	23/04/2016	Licitación largo plazo

Fuente: EnerSur

A la fecha de elaboración de este Prospecto no existen indicios de ningún hecho o incumplimiento que pudiera dar lugar a la ejecución de las garantías antes mencionadas. No obstante, no es posible asegurar que las garantías antes descritas no se ejecutarán durante la vigencia de los Bonos y/o del Programa.

3.3. Factores de Riesgo Relativos a los Bonos

3.3.1. Mercado Secundario para Bonos

Actualmente no existe un mercado secundario desarrollado para los Bonos ni para otros instrumentos de renta fija. No se puede asegurar que se desarrollará un mercado secundario para alguna serie de los Bonos o, en el caso de desarrollarse uno, que éste brinde a los titulares de los Bonos un nivel de liquidez adecuado a sus necesidades particulares ni que tal mercado subsistirá en el tiempo. Asimismo, aun si efectivamente llegara a desarrollarse un mercado para los Bonos, estos podrían negociarse a un precio descontado con respecto a su valor nominal.

3.3.2. Riesgo Tributario

En el Anexo IV del presente Prospecto Marco se presenta un resumen que constituye la opinión de Ernst & Young S.R.L., asesor tributario peruano, respecto del tratamiento tributario aplicable a los Bonos. El resumen se basa en leyes tributarias del Perú en vigencia a la fecha de este Prospecto Marco, las que están sujetas a modificaciones. Los inversionistas deberán asesorarse con sus propios asesores en impuestos en lo referido a las consecuencias tributarias que pudieran generarse por la compra, tenencia o disposición de los instrumentos a ser emitidos.

Adicionalmente, cabe señalar que los inversionistas deben tener en cuenta que siempre existe la posibilidad de cambios en la regulación vigente que podrían afectar al presente Tercer Programa.

Debe indicarse, asimismo, que mediante la Ley N° 30341, promulgada el 12 de setiembre de 2015, la que entrará en vigencia el 1 de enero de 2016, el Congreso de la República aprobó la exoneración del impuesto a la renta, hasta el 31 de diciembre de 2018, de las rentas provenientes de la enajenación de acciones y demás valores representativos de acciones realizadas a través de un mecanismo centralizado de negociación supervisado por la SMV siempre que se cumplan con determinados requisitos previstos en la referida Ley. Cabe agregar, sobre el particular, que dicha exoneración no afecta al tratamiento tributario aplicable a los Bonos y que se detalla en el Anexo IV del presente Prospecto Marco. En consecuencia, se deja constancia que para efectos de este Prospecto Marco y los Bonos, no debe considerarse el resumen presentado en el Anexo IV referido a cualquier valor mobiliario distinto a los valores mobiliarios representativos de deuda, como es el caso de los Bonos.

En cualquier caso, lo indicado en el Anexo IV del presente documento, no constituye una opinión legal sobre el tema y cada inversionista deberá buscar asesoría específica de parte de sus propios asesores legales y tributarios con la finalidad de determinar las consecuencias que se pueden derivar de su situación particular, de modo que cada inversionista pueda tomar su propia decisión sobre la conveniencia de adquirir los Bonos.

Finalmente, debe tenerse presente que nada garantiza que las exoneraciones contenidas en la referida sección serán prorrogadas o, en todo caso, que las exoneraciones prorrogadas tendrán el mismo alcance, motivo por el cual, las implicancias tributarias descritas podrían sufrir algún tipo de modificación en el futuro.

3.3.3. Riesgo Relacionado con el Sistema CAVALI

Para el posible inversionista en los Bonos existe el riesgo de que, debido a causas imputables a CAVALI o al Agente de Pago que la sustituya, se produzca un incumplimiento en la fecha y forma de efectuar el pago de los intereses o del capital de los Bonos. En este sentido, debe notarse que según el numeral 8.1.1 de la Cláusula Octava del Contrato Marco, dicho evento no podrá ser considerado como un Evento de Incumplimiento si éste se origina por causas imputables a CAVALI o al Agente de Pago que lo sustituya.

3.3.4. Riesgo de Volatilidad en la Tasa de Interés

Debido a la volatilidad de las tasas de interés inherente al mercado de capitales en el Perú, existe la posibilidad de que, de incrementarse las tasas de mercado, el valor de mercado de los Bonos emitidos en el marco del Tercer Programa se reduzca a niveles que afecten su rentabilidad real.

3.3.5. Cambios en la Clasificación de Riesgo Otorgada al Tercer Programa

La legislación peruana vigente a la fecha de este Prospecto Marco exige que los instrumentos de deuda a ser emitidos en el mercado de capitales peruano sean clasificados por al menos dos empresas Clasificadoras. Dicha clasificación debe ser actualizada periódicamente y podría variar respecto de la inicialmente otorgada. Dicha clasificación evalúa diversos factores tanto del Emisor como del instrumento emitido. Las clasificaciones de riesgo otorgadas por las Clasificadoras son opiniones emitidas sobre la base de una evaluación de diversos factores que afectan al Emisor entre los que podemos mencionar su resultado económico y financiero y, expectativas respecto del flujo esperado del Emisor.

No se puede asegurar que las clasificaciones de riesgo otorgadas a los Bonos bajo el marco del presente Tercer Programa se mantengan en el futuro, pudiendo variar y afectar el precio y rendimiento de dichos instrumentos.

4. Aplicación de los Recursos Captados

Los recursos que se obtengan mediante la Emisión de los Bonos serán destinados: (i) a capital de trabajo; (ii) a solventar futuras necesidades de financiamiento del Emisor; (iii) a una reestructuración de los pasivos del Emisor; (iv) a otros usos corporativos; y/o (v) a aquellos fines establecidos en los Prospectos Complementarios y Contratos Complementarios.

5. Descripción de la Oferta

La información presentada en esta sección constituye un resumen de las principales disposiciones del Contrato Marco. Para una completa descripción de los derechos y obligaciones del Emisor, del Representante de los Obligacionistas y de los Bonistas, el potencial inversionista en los Bonos deberá revisar el Contrato Marco, el Contrato de Colocación, el respectivo Contrato Complementario, copia de los cuales estarán disponibles en el RPMV de la SMV. El procedimiento de colocación aplicable a cada una de las Emisiones bajo el Tercer Programa será establecido de manera particular en el respectivo Prospecto Complementario.

5.1. Colocación de los Bonos

5.1.1. Tipo de oferta

Los Bonos a emitirse en el marco del Tercer Programa podrán ser colocados a través de una Oferta Pública o de una Oferta Privada, de conformidad con lo dispuesto por el artículo 4 y el artículo 5 de la Ley, respectivamente. El tipo de oferta a utilizar para cada una de las Emisiones de los Bonos será determinado en el respectivo Contrato Complementario y Prospecto Complementario.

No existe un límite mínimo de colocación para las Emisiones o Series a realizarse dentro del Tercer Programa. El Emisor se reserva el derecho de suspender o dejar sin efecto, en cualquier momento anterior a la comunicación a los inversionistas de la respectiva adjudicación y sin necesidad de expresar causa alguna, la colocación de una o más de las Series de los Bonos a emitirse dentro del Tercer Programa.

5.1.2. Inversionistas

La oferta de los Bonos a emitirse bajo el Tercer Programa que sea efectuada a través de una Oferta Pública podrá ser dirigida al público en general o a un segmento de éste.

La oferta de los Bonos a emitirse bajo el Tercer Programa que sea efectuada a través de una Oferta Privada se dirigirá exclusivamente a Inversionistas Institucionales (tal como dicho término se define en el Anexo 1 del Reglamento del Mercado de Inversionistas Institucionales aprobado por Resolución SMV N° 021-2013-SMV/01).

Se tiene previsto realizar una o más Emisiones sucesivas de Bonos, no existiendo restricciones a su venta, salvo por aquellas indicadas en la Sección "Restricciones a la Venta" de este Prospecto Marco referidas a ofertas y ventas en jurisdicciones distintas al Perú.

5.1.3. Emisiones colocadas mediante Oferta Privada

Conforme con lo establecido en el Contrato Marco, el Emisor está facultado para efectuar la colocación de una o más Emisiones a través de Ofertas Privadas, a su solo criterio.

Considerando que el monto máximo de emisión del Tercer Programa incluye las colocaciones por Oferta Pública y por Oferta Privada, para efectos de establecer dicho monto máximo se tendrá en cuenta el total de Emisiones efectuadas por Oferta Pública y por Oferta Privada realizadas por el Emisor como parte del Tercer Programa a una determinada fecha de cálculo.

En caso se coloque una o más Emisiones del Tercer Programa a través de una Oferta Privada, se tendrá en cuenta lo siguiente:

- Los términos y condiciones de dichas Emisiones privadas se regirán por las condiciones específicas que para cada caso establezca el Emisor en los respectivos Contratos Complementarios y/o Prospectos Complementarios; y en ningún caso podrán contener estipulaciones que se opongan o resulten incompatibles con los términos y condiciones generales del Tercer Programa establecidos en el Contrato Marco.
- Para efectos de la difusión de la Oferta Privada de los Bonos, el Emisor cursará invitaciones privadas mediante fax, carta, correo electrónico o cualquier otro medio, según se establezca en los respectivos Contratos Complementarios y/o Prospectos Complementarios.

El Emisor deberá informar a la SMV, como Hecho de Importancia, los principales términos y condiciones de las Emisiones colocadas mediante Oferta Privada. Asimismo, en el caso de Emisiones colocadas mediante Oferta Privada, el Emisor también informará los resultados de la colocación, incluso en los casos en que el valor nominal de la respectiva Emisión se encuentre por debajo del 15% (quince por ciento) del capital social pagado del Emisor a la fecha de realización de la respectiva colocación. Los Bonos que vayan a ser colocados mediante Oferta Privada podrán ser inscritos en los registros que para tal efecto lleva cada una de las AFP, para efectos de calificar como inversión elegible para dichas entidades, de conformidad con lo dispuesto por las Leyes Aplicables.

5.1.4. Medios de difusión de las colocaciones por Oferta Pública

Los términos y condiciones específicos de cada Emisión o Serie a ser colocada por Oferta Pública serán informados a los inversionistas a través del registro del respectivo Prospecto Complementario en el RPMV de la SMV y, adicionalmente, mediante el Aviso de Oferta que se publicará: (i) en uno o más diarios de mayor circulación nacional, con, cuando menos, una anticipación de un (1) día hábil anterior a la Fecha de Colocación respectiva; y/o, (ii) en cualquier otro medio autorizado por la SMV.

El presente Prospecto Marco y los respectivos Prospectos Complementarios estarán disponibles para su evaluación en las oficinas del Agente Colocador, la oficina principal del Emisor y en el RPMV de la SMV. Adicionalmente, se podrán utilizar los medios de difusión comunes a este tipo de transacciones como presentaciones, prospectos informativos, resúmenes de prospecto, entre otros. Los resúmenes de prospecto constituyen una síntesis de la información presentada en los Prospectos Marco y los respectivos Prospectos Complementarios, debiéndose remitir a estos últimos para tomar cualquier decisión de inversión, de conformidad con la normatividad vigente.

5.1.5. Recepción de propuestas y mecanismo de adjudicación

El mecanismo de recepción de propuestas y adjudicación de los Bonos será definido en los correspondientes Prospectos Complementarios de cada Emisión.

5.2. Costos de la emisión de los Bonos

Corresponderá al Emisor asumir, a su entero y exclusivo cargo, todos los gastos, derechos y contribuciones que se originen y/o deriven de la emisión de los Bonos y de los documentos públicos o privados que sean necesarios para su debida formalización y emisión; incluyéndose en éstos el pago de cualesquiera derechos, contribuciones e impuestos que deban efectuarse para dicho fin ante la SMV o ante cualquier otra entidad pública o privada, según corresponda.

5.3. Entidad Estructuradora

Credicorp Capital Servicios Financieros S.A., con domicilio en Av. El Derby N° 055, Torre 3, Piso 7, Centro Empresarial Cronos, distrito de Santiago de Surco, Lima 33, Perú, actuará como Entidad Estructuradora. El desarrollo de las actividades de la Entidad Estructuradora está regulada por la Ley; el Reglamento, y sus normas modificatorias y complementarias.

5.4. Agente Colocador

Credicorp Capital Sociedad Agente de Bolsa S.A., con domicilio en Av. El Derby 055, Torre 4, Piso 8, Centro Empresarial Cronos, Santiago de Surco, actuará como Agente Colocador.

Las obligaciones de un Agente Colocador están normadas por la Ley y el Contrato de Colocación. El Agente Colocador se ha obligado ante el Emisor a colocar las Emisiones de los Bonos del Tercer Programa bajo la modalidad de mejores esfuerzos ("*Best Efforts*"), es decir, constituye una obligación de medios y no de resultados. Asimismo, el Agente Colocador no ha otorgado al Emisor ninguna garantía parcial o total de colocación de los Bonos.

La colocación de los Bonos se realizará de acuerdo a las condiciones del mercado a la fecha en que ella se realice, precisándose que no se aplicarán prácticas de estabilización de precios que puedan mantener o afectar el precio de los valores a ser ofrecidos.

Las principales obligaciones asumidas por el Agente Colocador frente al Emisor bajo el Contrato de Colocación son las siguientes:

- Realizar sus mejores esfuerzos con la finalidad de colocar todos y cada uno de los Bonos.
- Mantener en sus oficinas, a disposición de los interesados, copias físicas o virtuales suficientes del Prospecto Marco y de los Prospectos Complementarios respectivos, para fines de consulta por los potenciales inversionistas.
- Informar a las personas interesadas, las principales características de la Emisión.
- Realizar la colocación primaria de los Bonos que el Emisor emita dentro del marco del Programa.
- Recibir las propuestas de compra en los horarios estipulados para tal efecto.
- Informar al Emisor por escrito el resultado del proceso de colocación de los Bonos dentro del Día Hábil en que se culmine el proceso de colocación respectivo.
- Dar a conocer a los adjudicatarios de la subasta el monto asignado y el precio respectivo.
- Depositar los fondos producto de la colocación de cada una de las emisiones y/o series de los Valores a realizarse bajo el Programa, dentro del Día Hábil previsto en el Aviso de Oferta respectivo para la Emisión de los Bonos, en las cuentas bancarias que para tal efecto haya indicado previamente y por escrito el Emisor, siempre que los inversionistas que resultaron adjudicados de los Bonos hayan cumplido oportunamente con entregar al Agente Colocador los fondos correspondientes a los Bonos.

6. Descripción del Programa

La información contenida en esta Sección se basa en el Contrato Marco y presenta información resumida de los principales términos, condiciones y características generales del Tercer Programa y de los Bonos a ser emitidos bajo el mismo. De conformidad con lo dispuesto en el artículo 59 de la Ley, la suscripción o adquisición de valores presupone la aceptación del suscriptor o comprador de todos los términos y condiciones de la oferta, tal como aparecen en el presente Prospecto Marco y en los respectivos Prospectos Complementarios.

Para una completa descripción de los derechos y obligaciones del Emisor, del Representante de los Obligacionistas y de los Bonistas, el potencial inversionista deberá revisar el Contrato Marco, el respectivo Contrato Complementario y el Contrato de Colocación, copia de los cuales estarán disponibles en el local del Agente Colocador. Asimismo, dicha información le será entregada a la Bolsa de Valores de Lima para su correspondiente publicación en la página web de dicha institución en el sistema Bolsa News en la dirección de Internet: www.bvl.com.pe, luego de su inscripción en el RPMV de la SMV.

6.1. Términos y Condiciones Generales del Programa

6.1.1. Acuerdo de la Emisión

Por acuerdo de Junta General de Accionistas de fecha 11 de junio de 2015, el Emisor aprobó la emisión de obligaciones a través de la estructuración del “Tercer Programa de Bonos Corporativos de EnerSur” hasta por un monto total en circulación de US\$ 500’000,000.00 (quinientos millones y 00/100 Dólares) o su equivalente en Nuevos Soles a ser registrado en el RPMV de la SMV y cuyas emisiones podrán ser colocadas mediante oferta pública y/u oferta privada.

Asimismo, en la referida Junta General de Accionistas se delegó en el Directorio las facultades suficientes para que pueda adoptar las decisiones que resulten necesarias o convenientes para determinar todos y cada uno de los términos y condiciones del Tercer Programa y de la o las Emisiones de Bonos que se efectúen dentro del marco del mismo, así como para que este delegue a su vez en los funcionarios o apoderados del Emisor las facultades delegadas.

Por sesión de Directorio del Emisor llevada a cabo el 23 de julio de 2015, se aprobaron los términos y condiciones del Tercer Programa de Emisión de Bonos Corporativos, así como la delegación para actuar como apoderados a los señores Michel Jean Gilbert Gantois, belga, identificado con C.E. N° 000990283, Gilda María Luisa Spallarossa Lecca, peruana, identificada con D.N.I. N° 25839526, Daniel Javier Cámac Gutiérrez, peruano, identificado con D.N.I. N° 06445741, Eduardo Martín Milligan Wenzel, peruano, identificado con D.N.I. N° 10770752, Vincent Joseph Vanderstockt, belga, identificado con C.E. N° 00825444, Adrianus Josephus Van Den Broek, holandés, identificado con C.E. N° 000814396, Arturo Alonso Silva Santisteban Portella, peruano, identificado con D.N.I. N° 10802230 y Alejandro José Prieto Toledo, peruano identificado con D.N.I. N° 10264137, todos con domicilio para estos efectos en Av. República de Panamá N° 3490, San Isidro, Lima, otorgándoles las facultades necesarias de la forma más amplia que permitan las leyes aplicables y el estatuto social sin límite ni restricción alguna para que, actuando cualesquiera dos de ellos, puedan, de manera conjunta, actuar en nombre y representación de la Sociedad, puedan establecer todos y cada uno de los términos, características, monto, plazo y demás condiciones del Programa y de cada una de sus Emisiones.

6.1.2. Denominación del Programa

El Programa se denomina “Tercer Programa de Bonos Corporativos de EnerSur”.

6.1.3. Tipo de Valor

Bonos Corporativos.

6.1.4. Clase

En el caso que los Bonos sean colocados por Oferta Pública, éstos serán valores mobiliarios representativos de deuda, nominativos, indivisibles, libremente negociables y que estarán representados por anotaciones en cuenta.

En caso que los Bonos sean colocados por Oferta Privada, éstos serán valores mobiliarios nominativos, indivisibles, representados por anotaciones en cuenta y se sujetarán a lo dispuesto en el artículo 5 de la Ley.

6.1.5. Moneda

Los Bonos correspondientes a una Emisión podrán ser emitidos en Dólares o en Nuevos Soles, según se establezca en los respectivos Contratos Complementarios, Prospectos Complementarios e informado a los inversionistas en el Aviso de Oferta respectivo. Los Bonos bajo la misma Emisión estarán expresados en la misma moneda.

6.1.6. Monto del Programa

Hasta por un monto máximo en circulación de US\$ 500'000,000.00 (Quinientos Millones y 00/100 Dólares) o su equivalente en Nuevos Soles. Para determinar el monto equivalente en Dólares de una Emisión y/o Serie en Nuevos Soles, se utilizará en la respectiva Fecha de Colocación el Tipo de Cambio Contable SBS.

Toda vez que el Programa contempla la posibilidad de efectuar Ofertas Públicas y Ofertas Privadas, queda expresamente establecido que el Monto del Programa incluye el monto colocado, tanto por Oferta Pública como por Oferta Privada.

6.1.7. Valor Nominal

El Valor Nominal de los Bonos será establecido por los funcionarios autorizados del Emisor en el Contrato Complementario correspondiente, e informado a la SMV y a los inversionistas a través de los respectivos Prospectos Complementarios y/o Avisos de Oferta.

En el caso que se emitan Bonos con valores nominales distintos o que se hayan amortizado parcialmente los Bonos en circulación y sólo para fines del cómputo del quórum y mayorías para la adopción de acuerdos bajo el Contrato Marco, se tomará como unidad de referencia (redondeado al número entero más cercano) el menor valor nominal establecido para los Bonos entonces en circulación de forma tal que, para cada uno de los Bonos, se le asigne tantos votos como número entero de veces contenga la unidad de referencia.

6.1.8. Vigencia del Programa

Seis (6) Años contados a partir de la fecha de inscripción del Programa en el RPMV de la SMV. El Programa no está sujeto a prórrogas.

No obstante, se establece que, transcurridos tres (3) Años contados desde la inscripción del Programa en el RPMV de la SMV, en el caso que el Emisor decida efectuar nuevas Emisiones bajo el Programa, deberá presentar a la SMV un Prospecto Marco actualizado que consolide las modificaciones que correspondan.

6.1.9. Emisiones

Se podrán efectuar una o más Emisiones, según sea determinado por los funcionarios autorizados por el Emisor. El importe de cada Emisión así como sus términos y condiciones específicas serán determinados por los funcionarios autorizados del Emisor en el Contrato Complementario correspondiente, e informados a la SMV y a los inversionistas a través de los respectivos Prospectos Complementarios y/o Avisos de Oferta.

6.1.10. Series

Cada una de las Emisiones que formen parte del Tercer Programa podrá comprender una o más Series. El importe de cada Serie será establecido por los funcionarios autorizados por el Emisor e informado a la SMV y a los inversionistas a través del Aviso de Oferta respectivo.

6.1.11. Fecha de Emisión

La Fecha de Emisión de cada Emisión o Serie será informada a la SMV y a los inversionistas a través del Aviso de Oferta respectivo.

6.1.12. Fecha de Colocación

Es la fecha en la cual se realiza el proceso de subasta de la Emisión o Serie, siguiendo el mecanismo de colocación establecido en el Prospecto Complementario respectivo. La Fecha de Colocación será definida por los funcionarios autorizados por el Emisor y será informada a la SMV y a los inversionistas en el respectivo Aviso de Oferta.

El Emisor se reserva el derecho de suspender o dejar sin efecto, en cualquier momento y sin necesidad de expresar causa alguna, la colocación de una o más Series o Emisiones de los Bonos del Programa, siempre y cuando no se hayan adjudicado los Bonos.

6.1.13. Fecha de Redención y Fecha de Vencimiento

La Fecha de Redención es aquella en la que vence el plazo de la respectiva Emisión o Serie y se amortiza en su totalidad el saldo vigente del principal.

Las Fechas de Vencimiento son aquellas en las que se pagará el Servicio de Deuda de los Bonos, incluyendo cuando corresponda a la Fecha de Redención.

En caso que alguna Fecha de Vencimiento y/o la Fecha de Redención no fuese un Día Hábil, el pago correspondiente será efectuado el primer Día Hábil siguiente y por el mismo monto establecido para la Fecha de Vencimiento que corresponda o en la Fecha de Redención según sea el caso, sin que los Bonistas tengan derecho a percibir intereses por dicho diferimiento.

6.1.14. Tasa de Interés

La Tasa de Interés de los Bonos estará expresada en términos nominales anuales y será establecida por los funcionarios autorizados del Emisor antes de la Fecha de Emisión de cada Emisión y/o Serie, con arreglo al mecanismo de colocación que se establezca en el respectivo Prospecto Complementario.

La Tasa de Interés o Rendimiento podrá ser fija, variable, sujeta a algún índice de reajuste o cupón cero.

6.1.15. Pago del Principal y de los Intereses

El pago del Principal y de los intereses se realizará conforme se indique en los respectivos Contratos Complementarios y Prospectos Complementarios.

En todos los casos, el pago será a través de CAVALI, en la moneda correspondiente a la respectiva Emisión y de acuerdo con lo establecido en el respectivo Contrato Complementario y Prospecto Complementario o bajo cualquier otro medio permitido bajo las leyes aplicables.

Para efectos del pago, CAVALI reconocerá a los Bonistas que se encuentren registrados en el registro contable de dicha institución a más tardar el Día Hábil anterior a la Fecha de Vencimiento o Fecha de Redención, según sea el caso.

6.1.16. Amortización

La forma en que el principal de los Bonos será amortizado será determinada por los funcionarios autorizados del Emisor en el Contrato Complementario correspondiente, e informada a la SMV y a los inversionistas a través de los respectivos Prospectos Complementarios y/o Avisos de Oferta.

6.1.17. Lugar y Agente de Pago

El Agente de Pago será CAVALI con domicilio en Av. Santo Toribio N° 143, Oficina N° 501, San Isidro.

6.1.18. Interés Moratorio

En caso de retraso en el cumplimiento de las obligaciones de pago por parte del Emisor, éste se obliga a pagar un interés moratorio que se aplicará automáticamente, sin necesidad de requerimiento o intimación alguna. El Interés Moratorio será igual al 20% del interés nominal anual de los Bonos pertenecientes a la Serie o Emisión y se aplicará sobre toda suma devengada cuyo pago se encuentre en mora. En caso las Leyes Aplicables en su oportunidad establecieran una tasa máxima de interés moratorio inferior al Interés Moratorio que resulte aplicable, entonces ésta se reducirá a dicha tasa máxima. El Interés Moratorio se aplicará sin perjuicio y en adición de los intereses compensatorios o rendimientos correspondientes.

6.1.19. Garantías

Los Bonos quedarán garantizados en forma genérica con el patrimonio del Emisor. Sin perjuicio de ello, se deja expresa constancia que el Emisor podrá otorgar las garantías específicas que estime conveniente, de acuerdo a lo que se establezca en los Prospectos Complementarios y/o Contratos Complementarios, de ser el caso.

6.1.20. Opción de Rescate

El Emisor podrá rescatar total o parcialmente los Bonos en cualquier fecha anterior a la Fecha de Redención, según sea especificado para cada Emisión en sus respectivos Prospectos Complementarios y Contratos Complementarios. Adicionalmente, el Emisor podrá rescatar las obligaciones emitidas o parte de ellas, en cualquiera de los casos contemplados en los Numerales 2 al 5 del artículo 330 de la Ley General. En uno u otro supuesto, se proveerá un trato equitativo para todos los obligacionistas, en concordancia con lo previsto en el artículo 89 de la Ley.

6.2. Obligaciones del Emisor

Sin perjuicio de las obligaciones establecidas por la Ley, el Reglamento, la Ley General y las demás Leyes Aplicables, a continuación se transcribe la Cláusula Quinta del Contrato Marco, el Emisor estará sujeto a las siguientes obligaciones, durante el plazo que los Bonos se encuentren vigentes. Cualquier numeral que no haga referencia a un documento específico se entenderá que éste hace referencia al numeral correspondiente del Contrato Marco.

- “5.1 Cumplir con el pago puntual del Servicio de Deuda con sujeción a lo establecido en el presente Contrato Marco y en los respectivos Contratos Complementarios.

En caso de incumplimiento de cualquiera de las obligaciones de pago establecidas en el Contrato Marco y/o en el respectivo Contrato Complementario y/o en el Prospecto Marco y/o en el respectivo Prospecto Complementario, el Emisor incurrirá en mora en forma automática desde el Día Hábil siguiente a la fecha en que debió efectuarse el pago respectivo conforme a lo previsto en el Contrato Marco y/o el respectivo Contrato Complementario y/o en el Prospecto Marco y/o en el respectivo Prospecto Complementario, sin necesidad de requerimiento o formalidad alguna.

- 5.2 Aplicar los fondos captados mediante la colocación de los Bonos exclusivamente a las finalidades señaladas en el Numeral 4.23 del presente Contrato Marco, en el Prospecto Marco y los respectivos Contratos Complementarios y Prospectos Complementarios.

- 5.3 Facilitar al Representante de los Obligacionistas el cumplimiento de sus obligaciones bajo los Documentos del Programa y las Leyes Aplicables, respetando las atribuciones que le corresponda, incluyendo facilitar la información que le sea requerida por el Representante de los Obligacionistas para cumplir con sus obligaciones según lo previsto en el presente Contrato Marco y en el respectivo Contrato Complementario y de acuerdo con lo dispuesto por las Leyes Aplicables.

- 5.4 Respecto de cada una de las Emisiones de los Bonos, informar por escrito al Representante de los Obligacionistas y remitirle la siguiente documentación:

- 5.4.1 Las condiciones de cada Emisión no determinadas, que dependan del procedimiento de colocación; dentro del Día Hábil siguiente de realizada la colocación.

- 5.4.2 El número y monto total de Bonos colocados a Valor Nominal, dentro del Día Hábil siguiente de realizada la colocación.

- 5.4.3 Un informe en el que se especifique el cumplimiento de las condiciones de la Emisión de los Bonos a partir del inicio de la etapa de colocación respectiva y durante el tiempo en que los Bonos se encuentren inscritos en el Registro Público del Mercado de Valores de la SMV, dentro del Día Hábil siguiente a la presentación de los Estados Financieros trimestrales del Emisor a la SMV, a efectos de que el Representante de los Obligacionistas pueda cumplir con lo dispuesto en el literal (g) del artículo 24 del Reglamento. Dicho informe deberá ser presentado por el Representante de los Obligacionistas a la SMV dentro de los cinco (5) Días Hábiles posteriores a las fechas límites exigidas por la SMV para la presentación de los Estados Financieros trimestrales. El Representante de los Obligacionistas ratificará dicho plazo para cada Emisión con la firma de cada uno de los Contratos Complementarios respectivos.

- 5.4.4 El informe señalado en el literal (h) del artículo 24 del Reglamento, de ser aplicable, con copia de los correspondientes instrumentos legales en virtud de los cuales se modifican tales condiciones, debidamente formalizados, cuando sea requerida dicha formalización, dentro de los diez (10) Días Hábiles siguientes de otorgados o formalizados.

- 5.4.5 Cualquier hecho o circunstancia que constituya un Evento de Incumplimiento o la ocurrencia de cualquiera de los hechos, eventos o circunstancias detallados en el Numeral 8.1 de la Cláusula Octava del presente Contrato Marco; dentro del Día Hábil siguiente a la fecha en que se tome Conocimiento del mismo, indicando las medidas preliminares a ser adoptadas y el plazo estimado en que el hecho, evento o circunstancia detallados en el Numeral 8.1 de la Cláusula Octava del presente Contrato Marco ocurrido quedará subsanado, de ser el caso, conforme a lo previsto en el presente Contrato Marco. Se exceptúa de lo expuesto el evento previsto en el Numeral 8.1.1, el cual deberá ser comunicado al Representante de los Obligacionistas en la misma fecha en que comunique el Hecho de Importancia a la SMV, el mismo que deberá ser comunicado en el plazo legal previsto.

- 5.4.6 Remitir aquella información o documentación que razonablemente solicite por escrito la Asamblea, que no tenga el carácter de información reservada conforme con las Leyes Aplicables, y que resulte adicional a la información que deban revelar al mercado o a la SMV las empresas que tengan inscritos valores en el RPMV de dicha entidad, dentro de los diez (10) Días Hábiles de recibida la notificación respectiva, salvo que por la naturaleza de la información o documentación solicitada al Emisor se requiera de un plazo adicional para su presentación, lo cual deberá ser debidamente justificado ante el Representante de los Obligacionistas de la Emisión pertinente y con excepción de aquella información respecto de la cual el Emisor tenga una obligación de confidencialidad, siempre que no vulnere lo dispuesto en las Leyes Aplicables.

- 5.5. Cumplir ante la SMV y la BVL, de forma completa, adecuada y oportuna, conforme a las Leyes Aplicables, con la presentación y entrega de información o documentación que se detalla a continuación:

- 5.5.1 La información referida a los hechos calificados por la Ley y/o sus normas reglamentarias como “Hechos de Importancia”, relacionados con el Emisor, los Bonos y su respectiva oferta.
- 5.5.2 Estados Financieros auditados y no auditados del Emisor, así como los consolidados de ser requerida su preparación y presentación, ante la autoridad competente según las Leyes Aplicables.
- 5.6 A que toda la información revelada en los Documentos del Programa, y en general, toda aquella información que el Emisor haga llegar a SMV o a los Bonistas en relación con el Programa o las Emisiones de los Bonos sea veraz, suficiente, clara y oportuna.
- Con relación al Programa, el Emisor deberá revelar toda aquella información que sea relevante a efectos que los inversionistas interesados en suscribir o adquirir los Bonos puedan entender las implicancias positivas o negativas de las transacciones que les sean propuestas con la finalidad de que puedan adoptar decisiones libres e informadas respecto de las mismas, debiendo presentar la información de forma tal que no pueda razonablemente llevar a engaño.
- Bajo ningún aspecto el Representante de los Obligacionistas, asume responsabilidad alguna, durante la vigencia de los Bonos, por la información (incluyendo información preparada por terceros) que sea proporcionada por el Emisor en el Prospecto Marco, los Prospectos Complementarios, las actualizaciones del Prospecto Marco y los demás documentos preparados o proporcionados por el Emisor para inscribir el Programa y los Bonos en el RPMV de la SMV o para cumplir con sus obligaciones de suministro de información bajo este Contrato Marco o las Leyes Aplicables, sin perjuicio de las obligaciones y responsabilidades que le correspondan. Tampoco asume responsabilidad alguna el Representante de los Obligacionistas, durante la vigencia de los Bonos, sobre cualquier parte de la información que el Emisor presente a la SMV, al mecanismo centralizado de negociación correspondiente, a la Asamblea General o a la Asamblea Especial, o la información preparada y/o proporcionada por el Emisor que el Representante de los Obligacionistas presente a cualquiera de los anteriores; sin perjuicio de la responsabilidad de este último por las obligaciones que le correspondan en virtud a las Leyes Aplicables.
- 5.7 Pagar, de resultar aplicable, el Interés Moratorio que pueda devengarse de acuerdo a lo definido en el presente Contrato Marco.
- En caso de incumplimiento de cualquiera de las obligaciones de pago establecidas en el presente Contrato Marco y/o en el respectivo Contrato Complementario, el Emisor incurrirá en mora en forma automática desde el Día Hábil siguiente a la fecha en que debió efectuarse el pago respectivo, conforme a lo previsto en el Contrato Marco y/o respectivo Contrato Complementario, sin necesidad de requerimiento, intimación previa, o formalidad alguna.
- 5.8 Cumplir con todas las Leyes Aplicables, incluyendo a las normas ambientales, la legislación aplicable en materia laboral, seguridad social y obligaciones de fondos de pensiones. Asimismo, cumplir con los requerimientos de todas las Autoridades Gubernamentales referidos, entre otros, a las licencias, certificados, permisos y otras autorizaciones gubernamentales necesarias para la posesión de sus propiedades o para la conducción de su respectivo negocio; salvo aquellas cuyo incumplimiento no genere o no pudiese razonablemente generar un Efecto Sustancialmente Adverso.
- 5.9 Mantener vigentes, en todo momento, todas aquellas licencias, permisos, registros, derechos y autorizaciones necesarias para el desenvolvimiento de su negocio y el cumplimiento de su objeto social, excepto por aquellas licencias, permisos, derechos, registros y autorizaciones cuya caducidad, suspensión, cancelación o falta de obtención no produzca o no pudiese razonablemente producir un Efecto Sustancialmente Adverso en el Emisor.
- 5.10 Elaborar sus Estados Financieros de acuerdo con las NIIF, debiendo sus Estados Financieros anuales ser dictaminados por una firma de auditores externos de prestigio internacional.
- 5.11 No incurrir en las restricciones previstas en la Cláusula Sexta y cumplir con las declaraciones y aseveraciones del Emisor establecidas en la Cláusula Séptima de este Contrato Marco y/o que sean establecidas en los respectivos Contratos Complementarios.
- 5.12 Mantener su existencia corporativa vigente sin incurrir en cualquier causal de disolución o liquidación estipulada en la Ley General, salvo en el caso que la disolución se produzca como consecuencia de la reorganización societaria del Emisor con otra sociedad y siempre y cuando ello no genere un Efecto Sustancialmente Adverso.
- 5.13 Mantener vigentes las pólizas de seguro disponibles dentro de las condiciones vigentes del mercado nacional y/o internacional, emitidas por compañías de seguros que cubran todos los activos y operaciones sustanciales del Emisor contra todos los riesgos razonables, de acuerdo con el estándar utilizado por empresas equivalentes de su sector. Las pólizas antes mencionadas deberán cubrir por lo menos los siguientes riesgos: (i) responsabilidad civil (responsabilidad civil extracontractual); (ii) accidentes de trabajo (compensación para empleados); (iii) si es aplicable, vida de obreros y

empleados; y, (iv) daños a la propiedad por cualquier riesgo, incluyendo, destrucción, pérdida, robo, terremoto, incendio, inundación, mal uso, actos ilícitos, avería, entre otros. Todo ello, excepto en caso el dejar de contar con dichas coberturas no genere o pueda razonablemente generar un Efecto Sustancialmente Adverso en el Emisor.

- 5.14 Mantener permanentemente en buen estado los activos necesarios para el desarrollo de su objeto social, excepto por el desgaste proveniente del uso normal de los mismos, siempre que el deterioro o pérdida de dichos activos no produzca o no pudiese razonablemente producir un Efecto Sustancialmente Adverso en el Emisor.
- 5.15 Cumplir con el pago de todos los tributos a su cargo, salvo por aquellos que el Emisor se encuentre cuestionando de buena fe y mediante los recursos correspondientes. Todo ello, salvo que el no cumplimiento de lo previsto en este literal no produzca o no pudiese razonablemente producir un Efecto Sustancialmente Adverso en el Emisor"

6.3. Restricciones y Responsabilidades Aplicables al Emisor

A continuación se transcribe la Cláusula Sexta del Contrato Marco, el Emisor estará sujeto a las siguientes restricciones y responsabilidades, durante el plazo en que los Bonos se encuentren vigentes. Cualquier numeral que no haga referencia a un documento específico se entenderá que éste hace referencia al numeral correspondiente del Contrato Marco.

- "6.1 No pagar dividendos o cualquier otra forma de distribución de fondos a favor de sus accionistas y/o Vinculadas y Afiliadas y/o Subsidiarias, de ser el caso, incluyendo en efectivo, especie o derechos, así como reducir el capital (en este último caso, siempre que implique una devolución o pago a los accionistas del Emisor) reembolsar o adquirir acciones comunes o preferentes representativas de su capital social, mientras se haya producido y subsista algún Evento de Incumplimiento, o si como consecuencia de dicho pago se genere o pudiese razonablemente generar algún Evento de Incumplimiento, salvo que dichos actos se deriven de una obligación impuesta por mandato de las Leyes Aplicables.
- 6.2 El Emisor y/o sus Subsidiarias, de ser el caso, no podrán realizar cambios sustanciales en el giro y naturaleza de su negocio ni en su objeto social; salvo que se trate de una ampliación del giro de su negocio o de su objeto social.
- 6.3 El Emisor no podrá acordar o realizar un proceso de reorganización societaria, transformación o adquisición de empresas directa o indirectamente (incluyendo a sus Subsidiarias, de ser el caso), cualquiera sea su actividad; siempre que alguno de dichos actos u operaciones generen un Efecto Sustancialmente Adverso, salvo aprobación previa de la Asamblea General. No obstante lo anterior, dicha restricción no será aplicable a las adquisiciones acordadas y debidamente informadas al mercado por el Emisor a través de las comunicaciones de "Hecho de Importancia" correspondientes, antes de la fecha de suscripción del presente Contrato Marco.
- 6.4 Las transacciones que el Emisor realice con las empresas que conforman su Grupo Económico no podrán ser realizadas en condiciones distintas a las de mercado y en términos menos favorables para el Emisor o para tales empresas que aquéllas que éstas pudieran obtener de parte de algún tercero.
- 6.5 El Emisor no podrá transferir o ceder (directa o indirectamente), total o parcialmente, cualquier derecho u obligación bajo los Documentos del Programa o que asuma como consecuencia de las Emisiones que se realicen en el marco del Programa, a menos que cuente con el consentimiento de la Asamblea Especial respectiva o de la Asamblea General, según corresponda.
- 6.6 El Emisor no podrá establecer ni acordar un orden preferente de pago para sus futuras obligaciones fuera del Programa, que afecte o modifique la prelación en el pago de las Emisiones de los Bonos. Lo previsto en este Numeral será de aplicación sin perjuicio de lo estipulado en las Leyes Aplicables para el pago de las obligaciones del Emisor en el caso de liquidación de éste.
- 6.7 No transferir, dar en derecho de uso y/o en usufructo, vender, transferir en fideicomiso o dar en retro-arrendamiento financiero (*sale and leaseback*) sus activos, salvo en los siguientes casos: (i) sobre sus existencias en operaciones comerciales habituales; (ii) sobre su activo corriente para operaciones de corto plazo; o, (iii) sobre activos que hubieran dejado de ser utilizados o no sean relevantes para sus operaciones, siempre que hubiesen sido transferidos a valor de mercado.
- No obstante, el Emisor podrá (i) transferir, dar en derecho de uso y/o en usufructo, vender, transferir en fideicomiso o dar en retro-arrendamiento financiero (*sale and leaseback*) otros activos distintos a los señalados en el párrafo precedente, o (ii) celebrar operaciones de retro-arrendamiento financiero (*sale and leaseback*) sobre sus activos destinadas a optimizar el crédito fiscal por Impuesto General a las Ventas; siempre y cuando, en el caso de (i) o (ii) anteriores, ello no genere o no pudiera razonablemente generar un Efecto Sustancialmente Adverso.
- 6.8 El Emisor no podrá realizar cambios en las políticas y prácticas contables para la elaboración y presentación de sus Estados Financieros y demás información contable, salvo que ello resulte de la aplicación de disposiciones legales, de las

NIIF o de recomendaciones de auditores de primer nivel.

- 6.9 El Emisor no podrá celebrar ni ser parte de cualquier asociación en participación, *joint venture*, consorcio o cualquier otra forma de contrato asociativo o similar por el cual los ingresos o utilidades del Emisor generados con sus activos o proyectos en construcción a la fecha de suscripción del presente Contrato Marco, sean o puedan ser compartidos con cualquier otra Persona, siempre y cuando esto genere o pueda generar razonablemente un Efecto Sustancialmente Adverso.”

6.4. Eventos de Incumplimiento y Consecuencias

A continuación se transcriben los Eventos de Incumplimiento y sus consecuencias del Contrato Marco. Cualquier numeral que no haga referencia a un documento específico se entenderá que éste hace referencia al numeral correspondiente del Contrato Marco.

- 8.1 “Se entenderá por Evento de Incumplimiento, la ocurrencia de cualquiera de los hechos, eventos o circunstancias que a continuación se indican, sin que sean subsanados en los plazos establecidos en el Numeral 8.2, de ser el caso:

- 8.1.1 Que el Emisor deje de pagar cualquier importe derivado del Servicio de Deuda de acuerdo con lo establecido en el presente Contrato Marco y/o en los respectivos Contratos Complementarios.

El incumplimiento del Emisor del pago oportuno de cualquier importe derivado del Servicio de Deuda no podrá ser considerado como un Evento de Incumplimiento si éste se produce por causas imputables a CAVALI o al agente de pago correspondiente, de ser el caso.

- 8.1.2 Que se compruebe la existencia de: (i) inexactitud o error, en ambos casos en aspectos significativos y/o (ii) falsedad en las informaciones proporcionadas por el Emisor incluidas en el Prospecto Marco y/o en los demás documentos presentados al RPMV de la SMV y/o a la BVL y/o al Representante de Obligacionistas.

- 8.1.3 Que una o más de las declaraciones y aseveraciones del Emisor señaladas en la Cláusula Séptima del Contrato Marco y/o en los respectivos Contratos Complementarios resulte siendo falsa en la fecha en que es realizada o ratificada, y ello genere o pudiera razonablemente generar un Efecto Sustancialmente Adverso.

- 8.1.4 Si el Emisor inicia por propia voluntad un procedimiento concursal, ordinario o preventivo o de cesación de pagos bajo las Leyes Aplicables ante las autoridades competentes.

- 8.1.5 Que (i) uno o más acreedores del Emisor inicie un procedimiento concursal ante las autoridades competentes contra el Emisor y el Emisor reciba la notificación de dichas autoridades que lo emplaza; o, (ii) se declare la situación de insolvencia o de concurso del Emisor, de conformidad con lo establecido por la Ley No. 27809, Ley General del Sistema Concursal, o por la norma que la sustituya, a través de una decisión firme e inapelable derivada de una solicitud interpuesta por uno o más acreedores del Emisor.

- 8.1.6 Que: (i) los accionistas del Emisor acuerden la disolución y liquidación del Emisor, (ii) el Emisor designe o nombre un liquidador, o (iii) una sentencia judicial firme de última instancia declare la disolución y liquidación del Emisor.

- 8.1.7 Que: (i) cualquiera de los Documentos del Programa sea declarado nulo, anulable o inválido por decisión final e inapelable de la autoridad competente y, en consecuencia, sin efectos legales, salvo que sea por una causa no imputable a éste o, (ii) el Emisor o cualquier Persona sobre la que el Emisor ejerce Control impugnara la validez de los mismos.

- 8.1.8 Que: (i) el Emisor no mantenga vigentes las autorizaciones, licencias, permisos, registros o autorizaciones gubernamentales necesarias para llevar a cabo las actividades de generación y transmisión de energía eléctrica y ello genere o pudiese razonablemente generar un Efecto Sustancialmente Adverso; (ii) el Emisor no mantuviera vigentes las demás autorizaciones, licencias, permisos, registros o autorizaciones gubernamentales para el desarrollo de las actividades que constituyen su objeto social y ello puede generar un Efecto Sustancialmente Adverso, o (iii) los bienes y derechos del Emisor o alguna de sus Subsidiarias, de ser el caso, que se destinen al desarrollo de las actividades que constituyen su objeto social sean expropiados, intervenidos, nacionalizados o de cualquier otra forma adquiridos forzosamente por el Estado afectando la capacidad del Emisor de cumplir con sus obligaciones contempladas en el Contrato Marco y los respectivos Contratos Complementarios.

- 8.1.9 Que el Emisor incumpla en el pago oportuno de una o más obligaciones derivadas de cualquier otro contrato, acuerdo, compromiso, título valor, convenio y/o acuerdo financiero por el cual el Emisor adeude, de manera individual o en conjunto, un monto igual o superior al 10% (diez por ciento) del valor de su Patrimonio Neto según el mismo conste en los Estados Financieros trimestrales o anuales presentados como Hecho de Importancia en el RPMV de la SMV con anterioridad a dicho incumplimiento.

- 8.1.10 Que uno o más acreedores del Emisor den efectivamente por vencido y, por ende, exigible, antes de la fecha pactada para ello en el contrato respectivo, créditos u obligaciones comerciales por una suma que, de manera individual o en conjunto, sea igual o superior al 10% (diez por ciento) del valor de su Patrimonio Neto según el mismo conste en los Estados Financieros trimestrales o anuales presentados como Hecho de Importancia en el RPMV de la SMV con anterioridad a dicho incumplimiento.
- 8.1.11 Que como consecuencia de la emisión en contra del Emisor de alguna sentencia de última instancia, laudo arbitral, transacción judicial o extrajudicial o resolución administrativa que tenga la calidad de cosa juzgada o decidida, se ordene que el Emisor realice un pago equivalente a una suma igual o mayor al 10% (diez por ciento) del valor de su Patrimonio Neto según el mismo conste en los Estados Financieros trimestrales o anuales presentados como Hecho de Importancia en el RPMV de la SMV con anterioridad a dicho incumplimiento; o que, en caso dicha sentencia, laudo arbitral, transacción judicial o extrajudicial o resolución administrativa no ordene al Emisor realizar un pago, su emisión y/o ejecución pudiera generar un efecto adverso en su Patrimonio Neto, sus activos (tangibles o intangibles) o sus derechos que sea cuantificable en una suma igual o superior al 10% (diez por ciento) del valor de su Patrimonio Neto según el mismo conste en los Estados Financieros trimestrales o anuales presentados como Hecho de Importancia en el RPMV de la SMV
- 8.1.12 Que el Emisor incumpla con destinar los fondos captados mediante la colocación de los Bonos a las finalidades señaladas en el Numeral 4.23 y en los respectivos Contratos Complementarios y Prospectos Complementarios.
- 8.1.13 Que el Emisor celebre con sus respectivos acreedores contratos o convenios de reestructuración o refinanciación de sus obligaciones que impliquen el incumplimiento de cualquiera de las obligaciones de pago previstas en el Contrato Marco o Prospecto Marco y cualquier Contrato Complementario y Prospecto Complementario, según sea aplicable.
- 8.1.14 Si se produce un cambio en el Control del Emisor, siempre que sea expresamente determinado por las Clasificadoras que por efecto del cambio de Control se genere la reducción de uno (1) o más niveles de clasificación ("*notches*") por debajo de la clasificación de riesgo vigente del Programa, en cualquier momento durante la vigencia de los Bonos, por ambas Clasificadoras.

Para efectos de lo dispuesto en el párrafo precedente, se entiende que el término nivel de clasificación ("*notche*") incluye las subcategorías de clasificación más (+) o menos (-) o cualquier otra que se establezca.

- 8.1.15 Que, el Emisor otorgue en garantía a favor de terceros, activos cuyo valor contable exceda individual o conjuntamente el treinta por ciento (30%) del Patrimonio Neto del Emisor, calculado a la fecha del otorgamiento de la garantía respectiva. No formarán parte del cálculo anterior los activos que: (i) garanticen financiamientos cuyos fondos hayan sido utilizados o estén siendo utilizados en la adquisición de dichos activos; (ii) hubiesen sido otorgados en garantía o a cuyo otorgamiento en garantía se hubiese obligado el Emisor antes de la fecha de suscripción de este Contrato Marco; o, (iii) sean parte del activo corriente del Emisor y sean objeto de garantías que se originen en operaciones de corto plazo relacionadas con el objeto social del Emisor.
- 8.1.16 Que el Emisor incumpla las obligaciones previstas en los Numerales 5.3, 5.4, 5.5, 5.6, 5.7, 5.8, 5.9, 5.10, 5.11, 5.12, 5.13, 5.14 y 5.15 de la Cláusula Quinta, en los Numerales 6.1, 6.2, 6.3, 6.4, 6.5, 6.6, 6.7, 6.8, 6.9 de la Cláusula Sexta, así como cualquier otra obligación sustancial del Emisor contenida en los Documentos del Programa.

- 8.2 Los Eventos de Incumplimiento previstos en los Numerales 8.1.1, 8.1.2, 8.1.3, 8.1.4, 8.1.5 (ii), 8.1.6, 8.1.7 (i), 8.1.17 (ii) y 8.13 se entenderán configurados de forma inmediata a su ocurrencia, en el mismo Día en que se produzcan.

En el caso de los Eventos de Incumplimiento previstos en los Numerales 8.1.8, 8.1.9, 8.1.10, 8.1.11, 8.1.12, 8.1.14, 8.1.15 y 8.1.16 se entenderán configurados cuando el Emisor no pudiera subsanarlos o, pudiendo hacerlo, no lo hiciera satisfactoriamente en un plazo de veinte (20) Días Hábiles siguientes a su ocurrencia.

En el caso del Evento de Incumplimiento previsto en el Numeral 8.1.5 (i), se entenderá configurada cuando el Emisor no pudiera subsanarlo en un plazo de sesenta (60) días contados desde la notificación al Emisor del inicio del procedimiento concursal.

El Emisor deberá informar a la SMV y a la entidad encargada de conducir el mecanismo centralizado de negociación en donde se encuentren inscritos los Bonos, mediante una comunicación con carácter de "Hecho de Importancia", la ocurrencia de cualquiera de los hechos, eventos o circunstancias que se detallan en el Numeral 8.1, y dentro del plazo correspondiente (según se indica en el segundo y tercer párrafo del presente Numeral 8.2), si se ha cumplido o no con subsanar dichos hechos, eventos o circunstancias, acompañando el fundamento de dicha declaración.

Asimismo, el Emisor deberá enviar una comunicación al Representante de los Obligacionistas sobre la configuración del Evento de Incumplimiento, conforme a lo establecido en la Numeral 5.4.5 de la Cláusula Quinta del presente Contrato Marco.

- 8.3** Respecto de los Eventos de Incumplimiento descritos en el Numeral 8.1 precedente, con excepción del previsto en el Numeral 8.1.1 y 8.1. 5 (ii), se aplicará lo siguiente:
- 8.3.1** Una vez configurado el Evento de Incumplimiento, y habiendo cumplido con las notificaciones a que se refiere el Numeral que antecede, el Representante de los Obligacionistas convocará a Asamblea General o a la(s) Asamblea(s) Especial(es) que corresponda (en tanto el Evento de Incumplimiento no afecte a todas las Emisiones)- a fin de que ésta(s) decida(n) si: (i) se darán por vencidos los plazos de pago de los Bonos en circulación tanto en lo que respecta al principal como a los intereses; (ii) se ampliará el plazo de subsanación, en caso se hubiera otorgado; (iii) se dispensará de forma expresa al Emisor de la consecuencia que se deriva por haber incurrido en el Evento de Incumplimiento; o, (iv) se adoptará alguna otra medida que la Asamblea General o la(s) Asambleas Especial(es), según corresponda, estime(n) conveniente. Dicha Asamblea General o la(s) Asambleas Especial(es), según corresponda, será(n) convocada(s) dentro de los diez (10) Días Hábiles siguientes de configurado el Evento de Incumplimiento. La fecha de la primera convocatoria será fijada para el tercer Día Hábil siguiente a la publicación del aviso de convocatoria, debiendo mediar entre la primera y segunda convocatoria no menos de tres (3) ni más de diez (10) Días. En la mencionada Asamblea General o Asamblea(s) Especial(es), según corresponda, no podrán ejercer su derecho de voto aquellos Bonistas que conformen o controlen el Grupo Económico del Emisor. Asimismo, tampoco podrán ejercer su derecho de voto aquellos Bonistas que tuviesen, por cuenta propia o de terceros, interés en conflicto con el de la Asamblea General o Asamblea(s) Especial(es), en su caso. Los Bonos respecto de los cuales no podrá ejercerse el derecho de voto serán computables para establecer el quórum de la Asamblea General o de la Asamblea(s) Especial(es) pero no para establecer las mayorías en las votaciones.
- 8.3.2** El Representante de los Obligacionistas deberá comunicar al Emisor a más tardar el Día Hábil siguiente de celebrada la Asamblea General, o la(s) Asamblea(s) Especial(es), de ser el caso, lo que ésta(s) hubiera(n) acordado con relación al Evento de Incumplimiento, notificando, de ser el caso, el plazo acordado para el pago anticipado del principal e intereses de los Bonos en circulación. Si una vez transcurrido dicho plazo, el Emisor no cumpliera con el pago, devendrá automáticamente en mora sobre la totalidad del monto adeudado, sin necesidad de intimación judicial o extrajudicial. Para estos efectos, la mora se calculará desde el Día Hábil siguiente a la fecha en que hubiera vencido el plazo acordado para el pago, de acuerdo al Interés Moratorio aplicable a cada una de las Emisiones y/o Series de los Bonos, conforme con lo señalado en el Contrato Complementario respectivo.
- 8.4** Respecto de la ocurrencia del Evento de Incumplimiento previsto en el Numeral 8.1.1, se aplicará lo siguiente:
- 8.4.1** Dentro de los tres (3) Días Hábiles siguientes de ocurrido el referido Evento de Incumplimiento, el Representante de los Obligacionistas convocará a la Asamblea Especial correspondiente, a fin que ésta acuerde: (i) otorgar o no al Emisor un plazo adicional para el pago del Servicio de Deuda; (ii) determinar la forma en que ejercerá el cobro del Servicio de Deuda; (iii) acelerar o no el plazo de pago de la respectiva Emisión del Programa; o (iv) alguna otra medida que la Asamblea Especial estime conveniente. A estos efectos, la fecha de la primera convocatoria será fijada para el tercer Día siguiente a la publicación del aviso de convocatoria, debiendo mediar entre la primera y segunda convocatoria no menos de tres (3) ni más de diez (10) Días. Los Bonistas respectivos no podrán ejercer su derecho al cobro de los intereses y/o principal correspondiente mientras que la Asamblea Especial no haya definido las medidas mencionadas en el presente párrafo con relación al Evento de Incumplimiento, sin perjuicio de lo señalado en el Numeral 8.4.2 siguiente. En la mencionada Asamblea Especial no podrán ejercer su derecho de voto aquellos Bonistas que conformen o controlen el Grupo Económico del Emisor. Asimismo tampoco podrán ejercer su derecho de voto aquellos Bonistas que tuviesen, por cuenta propia o de terceros, interés en conflicto con el de la Asamblea Especial. Los Bonos respecto de los cuales no podrá ejercerse el derecho de voto serán computables para establecer el quórum de la Asamblea Especial pero no para establecer las mayorías en las votaciones.
- 8.4.2** De no llevarse a cabo dicha Asamblea Especial en primera o segunda convocatoria, los Bonistas respectivos podrán ejercer el derecho al cobro de los intereses y/o principal a partir del Día Hábil siguiente de la fecha establecida para la realización de la Asamblea Especial en segunda convocatoria y, en el supuesto de no haberse llegado a un acuerdo sobre el particular en la Asamblea Especial, podrán ejercer dicho derecho a partir del Día Hábil siguiente de la fecha de celebración de la misma. Sin perjuicio de lo señalado en el presente Numeral, el Representante de los Obligacionistas deberá informar al Emisor por escrito estos hechos a más tardar al Día Hábil siguiente de ocurridos.
- 8.4.3** En caso la Asamblea Especial no sea convocada en los plazos y términos señalados por el Numeral 8.4.10, los Bonistas respectivos podrán ejercer el derecho individual al cobro de los intereses y/o el principal a partir del Día Hábil siguiente de la fecha en que venza el plazo de tres (3) Días Hábiles a que se refiere el Numeral 8.4.1.
- 8.4.4** El Representante de los Obligacionistas comunicará por escrito al Emisor lo acordado en la Asamblea Especial con relación al Evento de Incumplimiento, el mismo Día Hábil de celebrada la misma.
- 8.4.5** En caso que la Asamblea Especial decida otorgar al Emisor un plazo adicional para el pago del Servicio de Deuda y el Emisor no cumpla con dicho pago en la fecha prevista para tal efecto, de manera automática se dará por vencidos los

plazos de pago de la Emisión respectiva tanto en lo que respecta al principal como a los intereses correspondientes, de ser el caso, deviniendo tales obligaciones en exigibles desde el momento mismo del incumplimiento.

8.5. Respecto de la ocurrencia del Evento de Incumplimiento previsto en el Numeral 8.1.5 (ii) de la presente Cláusula Octava, se aplicará lo siguiente:

8.5.1 Se dará por configurado el referido Evento de Incumplimiento y se darán por vencidos los plazos de pago de todas las Emisiones del Programa, tanto en lo que respecta al principal como a los intereses correspondientes a los Bonos en circulación, debiendo el Emisor cumplir inmediatamente con el pago de tales conceptos. Si el Emisor no cumpliera con el pago del principal e intereses de todos los Bonos, devendrá automáticamente en mora sobre la totalidad del monto adeudado, sin necesidad de intimación judicial o extrajudicial. Para estos efectos, la mora se calculará desde el Día siguiente a la fecha en que hubiera vencido el plazo acordado para el pago, de acuerdo al Interés Moratorio aplicable a cada una de las Emisiones y/o Series de los Bonos que hubieran sido emitidos, conforme con lo señalado en cada uno de los Contratos Complementarios, según corresponda.

8.5.2 El Emisor informará por escrito al Representante de los Obligacionistas a cargo de la Asamblea General la ocurrencia del Evento de Incumplimiento a que se refiere el Numeral 8.1.5 (ii) acompañando la respectiva documentación sustentatoria. Asimismo, en el supuesto que las Leyes Aplicables así lo exijan, el Emisor informará a la SMV y a la entidad encargada de conducir el mecanismo centralizado de negociación en donde se encuentren inscritos los Bonos, mediante una comunicación con carácter de "Hecho de Importancia" indicando que se ha configurado dicho Evento de Incumplimiento, junto con el correspondiente sustento para fundamentar tal declaración.

8.5.3 El Representante de los Obligacionistas a cargo de la Asamblea General, a solicitud de cualquier Representante de los Obligacionistas, o desde que éste tome conocimiento respecto del Evento de Incumplimiento en caso de no haber sido informado por el Emisor, convocará a la Asamblea General para adoptar las medidas que se estimen necesarias para proteger los intereses de los Bonistas de todas las Emisiones, incluyendo la ejecución de las Garantías Específicas. Dicha Asamblea General será convocada dentro de los tres (3) Días Hábiles siguientes de configurado el Evento de Incumplimiento. La fecha de la primera convocatoria será fijada para el tercer Día Hábil siguiente a la publicación del aviso de convocatoria, debiendo mediar entre la primera y segunda convocatoria no menos de tres (3) ni más de diez (10) Días.

De no llevarse a cabo dicha Asamblea en primera o segunda convocatoria, los Bonistas podrán ejercer el derecho al cobro de los intereses y/o principal a partir del Día Hábil siguiente de la fecha establecida para la realización de la Asamblea en segunda convocatoria y, en el supuesto de no haberse llegado a un acuerdo sobre el particular en la Asamblea, dichos Bonistas podrán ejercer dicho derecho a partir del Día Hábil siguiente de la fecha de celebración de la misma.

En la mencionada Asamblea General no podrán ejercer su derecho de voto aquellos Bonistas que conformen o controlen el Grupo Económico del Emisor. Asimismo tampoco podrán ejercer su derecho de voto aquellos Bonistas que tuviesen, por cuenta propia o de terceros, interés en conflicto con el de la Asamblea General. Los Bonos respecto de los cuales no podrá ejercerse el derecho de voto serán computables para establecer el quórum de la Asamblea General pero no para establecer las mayorías en las votaciones.

8.6 Las comunicaciones referidas en esta Cláusula deberán ser cursadas, sin perjuicio del cumplimiento de las obligaciones de información establecidas en el Reglamento de Hechos de Importancia e Información Reservada, aprobado por Resolución SMV N° 005-2014/SMV-01."

6.5. Representante de los Obligacionistas

El Emisor ha designado a Scotiabank Perú S.A.A. como Representante de los Obligacionistas del Tercer Programa. Scotiabank Perú S.A.A., con domicilio en Dionisio Derteano N° 102, San Isidro, y teléfono (511) 211-6000, será representado por Claudia Alarcón Leu y por Claudia Patricia Quiroz Chavez, o por el funcionario que Scotiabank Perú S.A.A. designe en su oportunidad, en sus funciones de Representante de los Obligacionistas ante el Emisor.

La función del Representante de los Obligacionistas se sujeta a lo dispuesto en el Contrato Marco y las Leyes Aplicables, así como a lo que se estipule en el respectivo Contrato Complementario.

EL EMISOR DECLARA BAJO JURAMENTO QUE ENTRE EL EMISOR Y EL REPRESENTANTE DE LOS OBLIGACIONISTAS NO EXISTE VINCULACIÓN SEGÚN LOS TÉRMINOS ESTABLECIDOS EN EL REGLAMENTO DE VINCULACIÓN, PROPIEDAD INDIRECTA Y GRUPO ECONÓMICO APROBADO POR RESOLUCIÓN CONASEV N° 090-2005-EF/94.10 Y SUS MODIFICATORIAS.

Para mayor información respecto al rol del Representante de los Obligacionistas, del Sindicato de Obligacionistas y del Emisor, ver el Anexo I de este Prospecto Marco que contiene una copia del Contrato Marco.

6.6. Relación con Otros Valores del Emisor

Los derechos descritos en esta Sección no se encuentran afectados por otras clases de valores del Emisor.

A la fecha de elaboración de este Prospecto Marco, el Emisor tiene otros valores inscritos en el RPMV de la SMV. Dichos valores son acciones con derecho a voto, ENERSUC1, por 601'370,011 acciones en circulación, y seis Emisiones pertenecientes al Primer Programa de Bonos Corporativos de EnerSur S.A. (se realizaron siete Emisiones bajo este Programa, de las cuales una venció en junio de 2014). El detalle de la información relativa a las acciones y a las emisiones en circulación se presenta a continuación:

Acciones ENERSUC1 en Nuevos Soles:

Periodo	Apertura	Cierre	Máxima	Mínima
Jul-2014	9.48	9.47	9.50	9.38
Ago-2014	9.46	9.55	9.61	9.46
Sep-2014	9.55	9.83	9.83	9.55
Oct-2014	9.83	9.49	9.83	9.47
Nov-2014	9.45	9.65	9.85	9.40
Dic-2014	9.65	10.30	10.30	9.60
Ene-2015	10.29	9.95	10.29	9.95
Feb-2015	9.90	9.60	9.97	9.60
Mar-2015	9.50	9.30	9.55	9.30
Abr-2015	9.30	9.05	9.30	8.70
May-2015	9.11	9.00	9.30	8.95
Jun-2015	8.95	9.00	9.00	8.75

Fuente: Bolsa de Valores de Lima – a Junio 2015

Primer Programa de Bonos Corporativos de EnerSur S.A.

Emisión	Serie	Fecha Emisión	Monto de Emisión	Amortización	Interés	Plazo	Fecha de Redención
Primera	A	30-nov-07	S/. 120'700,000	Bullet	6.8125%	10 años	30-nov-17
Segunda	A	09-jun-08	S/. 84'105,000	Bullet	7.1875%	10 años	09-jun-18
Tercera	A	09-jun-08	US\$ 10'000,000	Bullet	6.3125%	20 años	09-jun-28
Cuarta	A	30-jun-09	US\$ 15'000,000	Bullet	6.5000%	7 años	30-jun-16
Sexta	A	03-dic-10	US\$ 25'000,000	Bullet	6.5000%	15 años	03-dic-25
Séptima	A	03-dic-10	S/. 42'420,000	Bullet	7.59375%	10 años	03-dic-20

Fuente: EnerSur

6.7. Orden de Prelación de la Acreencia en caso de Liquidación

Los Bonos a emitirse constituyen obligaciones directas, incondicionales y no subordinadas del Emisor. Adicionalmente, se ha establecido en el Contrato Marco que no habrá prelación entre las distintas Emisiones y/o Series que se realicen en el marco del Tercer Programa.

Conforme a los términos estipulados en el Contrato Marco, no existe prelación entre las Series de una misma Emisión, ni entre las Emisiones que se realicen como parte del Programa, pactándose de esta forma en contrario de lo establecido por el artículo 309 de la Ley General. En tal sentido, en caso de liquidación del Emisor, todos los titulares de los Bonos que se emitan en el marco del Programa a partir de la fecha de suscripción del Contrato Marco, sea cual fuere la Emisión o Serie a la que pertenezcan, tendrán el carácter de *pari passu* en cuanto al pago de los intereses y el principal adeudados; salvo por aquellas Emisiones que cuentan con alguna garantía específica, en cuyo caso dichas Emisiones tendrán preferencia en el pago hasta por el importe del gravamen sobre los activos en garantía, sujeto a las preferencias establecidas por las Leyes Aplicables.

El Emisor no podrá establecer ni acordar un orden de prelación en sus futuras emisiones de obligaciones no garantizadas fuera del Tercer Programa que afecten o modifiquen adversamente la prelación de las emisiones de los Bonos que se realicen en el marco del Programa.

6.8. Clasificación de Riesgo

De conformidad con los requerimientos de la clasificación, las empresas clasificadoras Apoyo y Asociados Internacionales S.A.C. en su comité de fecha 14 de octubre de 2015 y Equilibrium Clasificadora de Riesgo S.A. en su comité de fecha 1 de octubre de 2015, acordaron clasificar el Programa de la manera que se indica a continuación:

Entidad Calificadora	Clasificación
Apoyo y Asociados Internacionales S.A.C.	

Clasificadora de Riesgo

AAA

Equilibrium Clasificadora de Riesgo S.A.

Clasificadora de Riesgo

AAA.pe

- La clasificación de riesgo asignada por Apoyo y Asociados Internacionales S.A.C. (AAA) corresponde a la más alta capacidad de pago oportuno de los obligaciones, reflejando el más bajo riesgo crediticio. Esta capacidad no se vería afectada significativamente ante eventos imprevistos.
- La clasificación de riesgo asignada por Equilibrium Clasificadora de Riesgo S.A. (AAA.pe) corresponde a emisiones con la más alta capacidad de pago del capital y los intereses en los términos y condiciones pactadas.

LAS CLASIFICACIONES DE RIESGO OTORGADAS NO CONSTITUYEN UNA RECOMENDACIÓN DE COMPRA, RETENCIÓN O VENTA DE LOS BONOS.

Para mayor información relativa a las clasificaciones de riesgo otorgadas a los Bonos, revisar el Anexo V de este Prospecto Marco.

De conformidad con la Ley Aplicable, las clasificaciones de riesgo mencionadas anteriormente son revisadas permanentemente durante la vigencia de los Bonos.

6.9. Proceso en Caso de Reestructuración Económica y Financiera, Disolución, Liquidación, Concurso o Quiebra del Emisor

En el caso que el Emisor sea declarado en insolvencia, el proceso respectivo estará a cargo del INDECOPI y se llevará a cabo conforme con lo previsto por la Ley N° 27809, Ley General del Sistema Concursal, y sus normas modificatorias. En virtud de lo previsto en dicha norma, los acreedores del Emisor con créditos debidamente reconocidos deberán decidir el destino del Emisor, optando entre su reestructuración o su liquidación. En caso que se decida la reestructuración del Emisor y conforme lo aprueben dichos acreedores y contando con el quórum y mayorías de ley, éstos podrán acordar la capitalización de acreencias contra el Emisor. En el caso que los acreedores del Emisor no acuerden su reestructuración o decidan su liquidación, el total de sus créditos reconocidos serán pagados por el liquidador designado siguiendo el orden de prelación establecido en el artículo 42 de la Ley General del Sistema Concursal: (i) en primer lugar, los créditos laborales, (ii) en segundo lugar, los créditos alimentarios, (iii) en tercer lugar, los créditos garantizados, (iv) en cuarto lugar, los créditos de origen tributario, incluidos los del Seguro Social de Salud (ESSALUD), y (v) finalmente, las demás obligaciones no garantizadas (como es el caso de los Bonos) a prorrata entre todas ellas. En virtud del sistema de prelación en el pago establecido en dicha norma, las deudas del Emisor con un rango de prelación mayor excluyen a las de menor prelación y son pagadas con anterioridad.

6.10. Régimen Legal Aplicable

Las principales disposiciones legales que se aplican a la emisión de los Bonos bajo el Programa, según han sido modificadas, son las siguientes:

- Ley General de Sociedades, Ley N° 26887 y sus normas modificatorias y sustitutorias.
- Texto Único Ordenado de la Ley del Mercado de Valores, aprobado por Decreto Supremo N° 093-2002-EF y sus normas modificatorias y sustitutorias.
- Reglamento de Oferta Pública Primaria y de Venta de Valores Mobiliarios, aprobado por Resolución CONASEV N° 141-98-EF/94.10 y sus normas modificatorias y sustitutorias.
- Manual para el Cumplimiento de los Requisitos Aplicables a las Ofertas Públicas de Valores Mobiliarios, aprobado por Resolución Gerencia General N° 211-98-EF/94.11 y sus normas modificatorias y sustitutorias.
- Normas Comunes para la Determinación del Contenido de los Documentos Informativos, aprobado por Resolución Gerencia General N° 211-98-EF/94.11 y sus normas modificatorias y sustitutorias.
- Disposiciones para la estandarización de valores que otorgan derechos de crédito de emisores nacionales, aprobado por Resolución CONASEV N° 016-2000-EF/94.10 y sus normas modificatorias y sustitutorias.
- Reglamento de Inscripción y Exclusión de Valores en la Rueda de Bolsa de la Bolsa de Valores de Lima, aprobado por Resolución SMV N° 031-2012-SMV/01 y sus normas modificatorias y sustitutorias.
- Reglamento del Registro Público del Mercado de Valores, aprobado por Resolución CONASEV N° 079-97-EF/94.10 y sus normas modificatorias y sustitutorias.
- Reglamento de Instituciones de Compensación y Liquidación de Valores, aprobado por Resolución CONASEV N° 031-99-EF/94.10 y sus normas modificatorias y sustitutorias.
- Reglamento de Propiedad Indirecta, Vinculación y Grupos Económicos, aprobado por Resolución CONASEV N° 090-2005-EF/94.10 y sus normas modificatorias y sustitutorias; que se encontrará vigente hasta el 31 de diciembre de 2016.
- Resolución de Superintendencia N° 00019-2015-SMV/01, que aprueba el Reglamento de Propiedad Indirecta, Vinculación y Grupos Económicos que entrará en vigencia a partir del 1 de enero de 2017.
- Reglamento de Información Financiera y Manual para la Preparación de Información Financiera, aprobado por Resolución CONASEV N° 103-1999-EF/94.10 y sus modificatorias correspondientes.
- Reglamento para la Preparación y Presentación de Memorias Anuales y Reportes Trimestrales, aprobado por Resolución CONASEV N° 141-1998 y sus normas modificatorias y sustitutorias.

- xiv) Texto Único Ordenado de la Ley del Impuesto a la Renta, aprobado por Decreto Supremo N° 179-2004-EF y sus normas modificatorias y sustitutorias.
- xv) Texto Único Ordenado de la Ley del Impuesto General a las Ventas e Impuesto Selectivo al Consumo, aprobado por Decreto Supremo N° 055-99-EF y sus normas modificatorias.
- xvi) Ley de Títulos Valores, Ley N° 27287 y sus normas modificatorias y sustitutorias.
- xvii) Ley General del Sistema Concursal, Ley N° 27809 y sus normas modificatorias y sustitutorias.
- xviii) Ley para la lucha contra la evasión y para la formalización de la economía, Ley N° 28194, y su Texto Único Ordenado, aprobado por Decreto Supremo N° 150-2007-EF, y sus normas modificatorias y sustitutorias.
- xix) Reglamento de Hechos de Importancia e Información Reservada, aprobado por Resolución SMV N° 005-2014-SMV/01 y sus normas modificatorias y sustitutorias.
- xx) Reglamento del Sistema MVNet y SMV Virtual aprobado mediante Resolución SMV N° 010-2013-SMV/01 y sus normas modificatorias y sustitutorias.
- xxi) Ley del Impuesto a las Transacciones Financieras, aprobada por Ley N° 28194 y sus normas modificatorias y complementarias.
- xxii) Establecen disposiciones para la presentación de Información Financiera en el marco de trámites de inscripción por Oferta Pública Primaria de valores y/o programas de emisión en el Registro Público del Mercado de Valores aprobado mediante Resolución SMV N° 006-2013-SMV/01 y sus normas modificatorias y sustitutorias.

Debe tomarse en cuenta que existen diferentes normas que podrían ser aplicables en relación con el plazo de prescripción o caducidad del derecho a cobrar el principal y los intereses de los Bonos. Dichas normas son el artículo 49 de la Ley General de Sociedades (Ley N° 26887), el artículo 96 de la Ley de Títulos Valores (Ley N° 27287) y el artículo 2001 del Código Civil. Los plazos de prescripción o caducidad previstos por estas normas varían entre dos (2) y diez (10) años. Se recomienda a los posibles inversionistas evaluar, con la asesoría legal necesaria, la posible aplicación de estos plazos a la prescripción o caducidad del derecho a cobrar el principal e intereses de los Bonos.

6.11. Modo en que se Representará la Titularidad de los Bonos y forma en que podrá Efectuarse su Transferencia

Los Bonos estarán representados por anotaciones en cuenta y estarán inscritos en el registro contable de CAVALI, con domicilio en Santo Toribio N° 143 oficina 501, San Isidro, provincia y departamento de Lima, Perú, o en la entidad que la sustituya, de ser el caso. Los Bonos tienen mérito ejecutivo y son libremente transferibles con sujeción a la Ley y sus normas reglamentarias aplicables.

6.12. Mecanismos Centralizados de Negociación en que serán Registrados los Bonos

Los Bonos emitidos por Oferta Pública en el marco del Tercer Programa podrán ser inscritos en el Registro de Valores de la BVL con domicilio en Pasaje Santiago Acuña N° 106 – Lima 01 o en otro mecanismo centralizado de negociación aprobado de acuerdo a lo establecido por el Emisor, según sea definido el Contrato Complementario correspondiente, e informado a la SMV y a los inversionistas a través de los respectivos Prospectos Complementarios y/o Avisos de Oferta. Los costos de la inscripción de los Bonos en dichos mecanismos centralizados de negociación serán por cuenta y costo del Emisor.

Los Bonos colocados por Oferta Privada, de ser el caso, podrán ser inscritos en el Registro de Valores de la BVL u otro mecanismo centralizado de negociación, así como en el RPMV de la SMV para su negociación en el mercado público secundario, siempre que (i) se cumpla con todos los requisitos establecidos en las Leyes Aplicables para tales efectos, (ii) se hubiese establecido dicha posibilidad en el respectivo Contrato Complementario, y (iii) medie acuerdo entre la Asamblea Especial correspondiente y el Emisor. Sin embargo, en caso los Bonistas opten por listar sus valores en otro mecanismo centralizado de negociación al indicado en el correspondiente Contrato Complementario, deberán asumir los gastos respectivos.

6.13. Tratamiento Tributario Aplicable a los Bonos

El resumen tributario está constituido por el informe de Ernst & Young S.R.L., asesor tributario peruano, el mismo que se presenta en el Anexo IV de este Prospecto Marco. El resumen se basa en leyes tributarias del Perú en vigencia a la fecha de este Prospecto Marco, las mismas que están sujetas a modificaciones. Los inversionistas deberán asesorarse con sus propios asesores en impuestos en lo referido a las consecuencias tributarias que pudieran generarse por la suscripción, compra, tenencia o disposición de los instrumentos a ser emitidos.

Sin perjuicio de lo señalado en el presente numeral, se recomienda que cada inversionista, de acuerdo con su situación particular, consulte a su propio asesor tributario sobre las obligaciones tributarias derivadas de la suscripción, compra, titularidad y disposición de los valores emitidos bajo el marco del Tercer Programa.

Adicionalmente cabe señalar que los inversionistas deben tener en cuenta que siempre existe la posibilidad de cambios en la regulación vigente que podría afectar la presente emisión.

7. Información General del Emisor

7.1. Denominación y Domicilio del Emisor

EnerSur S.A. es una sociedad anónima constituida y existente bajo las leyes de la República del Perú. El domicilio fiscal del Emisor se ubica en Av. República de Panamá N° 3490, San Isidro, con número de teléfono (511) 616-7979 y su página de internet es <http://www.enersur.com.pe/>

7.2. Constitución e Inscripción en Registros Públicos

EnerSur se constituyó como sociedad anónima mediante escritura pública de fecha 20 de setiembre de 1996 otorgada ante Notario Público de Lima, Doctor Jorge Orihuela Iberico bajo el nombre de Powerfin Peru S.A., quedando inscrita en la Ficha N° 132746 del Registro de Personas Jurídicas de la Oficina Registral de Lima y Callao, ahora partida electrónica N° 11027095 de dicho registro.

El Emisor modificó su denominación social a la de Energía del Sur S.A., pudiendo identificarse con la abreviatura EnerSur S.A., mediante acuerdo de junta general extraordinaria de accionistas del 21 de febrero de 1997.

Posteriormente, mediante Junta General de Accionistas de EnerSur de fecha 15 de agosto de 2007, se acordó eliminar la denominación social abreviada "EnerSur S.A." y modificar la denominación social completa "Energía del Sur S.A." por "EnerSur S.A.".

7.3. Objeto Social y Plazo de Duración

El objeto social de EnerSur es dedicarse a las actividades de generación y transmisión de energía eléctrica a través de Sistemas Principales y/o Secundarios de Transmisión de acuerdo con lo establecido en la legislación que resulte aplicable tal como pueda ser modificada de tiempo en tiempo. Para desarrollar su objeto social, EnerSur puede participar en consorcios, *joint ventures* y cualquier otra forma de asociación empresarial permitida por la legislación peruana y realizar todos los actos y celebrar todos los contratos que las leyes peruanas permitan a las sociedades anónimas.

Al giro de las actividades de EnerSur le corresponde el CIU 3510.

EnerSur tiene un plazo de duración indeterminado.

7.4. Capital Social y Estructura Accionaria

Al 30 de junio de 2015, el capital social de EnerSur se encuentra íntegramente suscrito y totalmente pagado, integrado por 601'370,011 acciones con derecho a voto, todas ellas de un valor nominal de S/. 1.00 (uno y 00/100 Nuevos Soles cada una), según consta en la escritura pública de fecha 9 de abril de 2014 otorgada ante el Notario Público de Lima, Dr. Ricardo Fernandini Barreda.

Al 30 de junio de 2015, la participación de los accionistas en EnerSur fue la siguiente:

Accionistas	N° Acciones	Porcentaje	Origen	Grupo Económico
International Power S.A.	371'478,629	61.77%	Bélgica	Engie
IN-Fondo 2 (Fondo 2 – AFP Integra)	43'264,727	7.19%	Perú	Sura
PR – Fondo 2 (Fondo 2 – AFP Profuturo)	31'374,191	5.22%	Perú	Scotiabank
Otros Accionistas (<5%)	155'252,464	25.82%	Varios	
Total	601'370,011	100.00%		

Fuente: EnerSur

Composición accionaria: número de accionistas por tenencia

Tenencia	Número de accionistas	Porcentaje
Menor al 1%	598	5.01%
Entre 1% y 5%	7	20.81%
Entre 5% y 10%	2	12.41%
Mayor al 10%	1	61.77%
Total	608	100.00%

Fuente: EnerSur

7.5. Grupo Económico

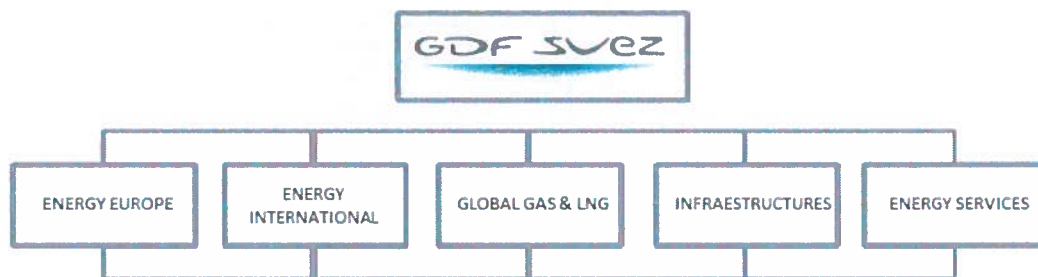
EnerSur forma parte del Grupo GDF SUEZ (hoy Grupo ENGIE), el cual está conformado por un grupo de empresas cuya matriz es GDF SUEZ S.A (en adelante, "GDF SUEZ"), una sociedad constituida y existente bajo las leyes de Francia, cuyas acciones se encuentran listadas en las bolsas de Bruselas, Luxemburgo y París. Con fecha abril de 2015, GDF SUEZ anunció el cambio de marca corporativa pasándose a

denominar ENGIE en todos los países donde opera, así como también, progresivamente, cambios en sus unidades operativas y denominaciones sociales, los cuales se implementarían durante el siguiente año.

El Grupo GDF SUEZ nació como consecuencia de la fusión de Suez S.A. y Gaz de France S.A., ambas 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) con base en 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, según se muestra en el siguiente gráfico:



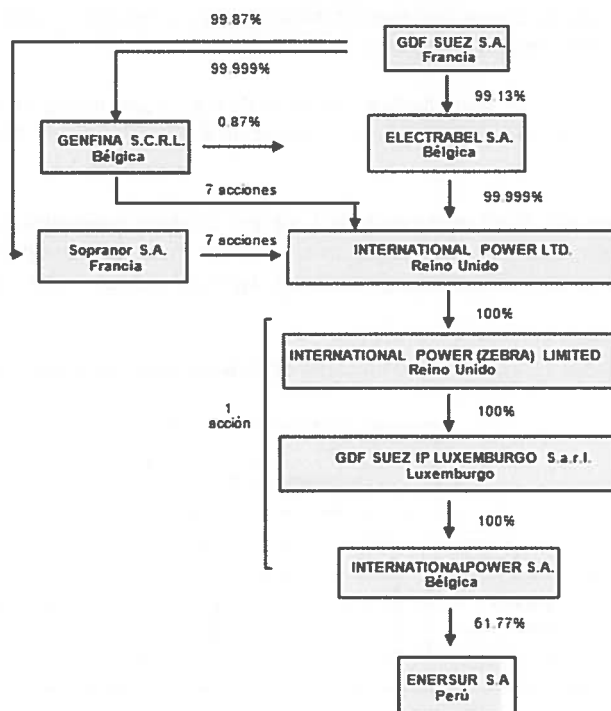
Fuente: EnerSur

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

Durante el 2012, GDF SUEZ culminó el proceso de adquisición del 100% del capital social de International Power Plc, grupo inglés que aportó importantes activos al negocio de energía; actualmente, la denominación de dicho grupo es International Power Ltd. International Power S.A. (100% propiedad del Grupo GDF SUEZ) es una sociedad constituida en Bélgica y es el principal accionista de EnerSur, con el 61.77% de las acciones. El 38.23% restante es de titularidad de fondos de las administradoras de fondos de pensiones (AFP) peruanas, así como de otras personas naturales y jurídicas. Por su parte, GDF SUEZ IP LUXEMBOURG S.á.r.l. es titular del 100% de acciones de International Power S.A. A su vez, International Power Ltd e International Power (Zebra) Limited, empresas constituidas en el Reino Unido, son propietarias indirecta y directa, respectivamente, de GDF SUEZ IP Luxembourg S.á.r.l.

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 continuación se muestra la conformación del grupo económico y la posición de EnerSur dentro de éste:



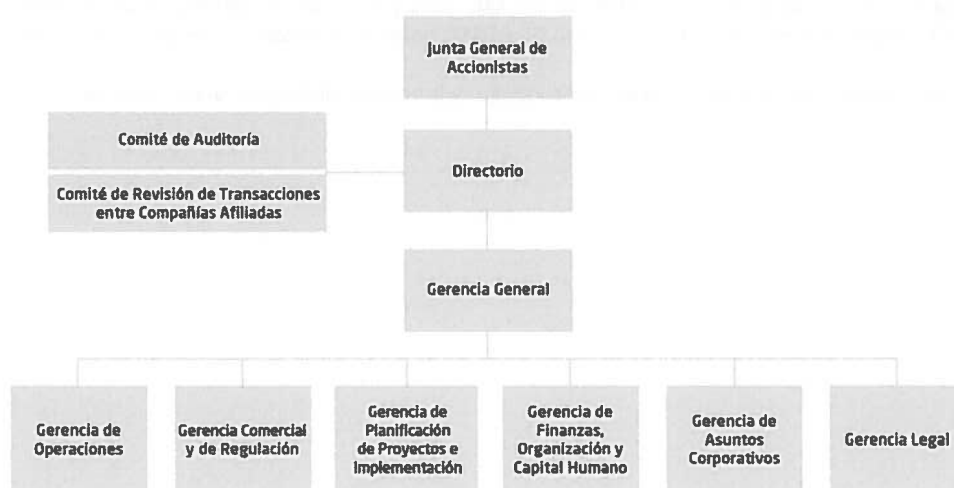
Fuente: EnerSur

De forma adicional a la información relacionada al grupo económico del Emisor, es importante indicar que a la par de EnerSur, GDF SUEZ, posee el 100% de GDF SUEZ Energy Perú S.A. (GSEP) y Cofely Perú S.A. (Cofely), empresas vinculadas a EnerSur, constituidas en el Perú, sobre las cuales ejerce control.

Adicionalmente, el grupo GDF Suez, también está representado en el Perú por Tractebel Engineering (Leme Engenharia Sucursal Perú) que concentra todas las actividades de ingeniería del mismo. Tractebel es una empresa con sede en Bélgica, con oficinas en 21 países, y que posee más de 100 años de experiencia en consultoría y proyectos de generación de electricidad (hidráulica, térmica y renovable), sistemas eléctricos de transmisión, recursos hídricos en general, medio ambiente y saneamiento. Finalmente, GDF SUEZ, a través de International Power S.A., posee una participación de 8.06% en Transportadora de Gas del Perú S.A. (TGP).

7.6. Estructura Corporativa de EnerSur

A continuación se muestra la estructura corporativa de EnerSur.



Fuente: EnerSur

7.7. Transacciones y Saldos con Empresas Relacionadas

EnerSur mantiene vigentes las siguientes principales transacciones con empresas relacionadas:

Cifras en Miles de Dólares	Al 31 de diciembre de		Al 30 de junio de	
	2014	2013	2015	2014
Otras Cuentas por Cobrar				
Leme Engenharia Ltda.	500	-	400	-
GDF Suez Energy Perú S.A.	25	34	15	51
Egasur S.A.	10	8	10	13
Total Cuentas por Cobrar	535	42	425	64
Otras Cuentas por Pagar				
Leme Engenharia Sucursal Perú	272	-	-	-
Leme Engenharia Ltda.	133	-	-	-
Laborelec	59	38	-	-
GDF Suez S.A.	40	20	40	-
International Power S.A.	-	-	-	2
Tractabel Engineering	22	22	-	22
GDF Suez Energy Perú S.A.	-	76	76	76
Total Cuentas por Pagar	526	156	116	100

Fuente: EnerSur

7.8. Reseña Histórica y Aspectos Generales

EnerSur se constituyó en setiembre de 1996 bajo la denominación social de Powerfin Perú S.A; dicha denominación fue modificada en 1997 por Energía del Sur S.A. y posteriormente en el año 2007 cambió su denominación social a EnerSur S.A.

EnerSur se constituyó con el objeto de adquirir los activos de generación de electricidad de propiedad de SPCC (en ese entonces Southern Perú Limited) y suscribir el PPA con SPCC en virtud del cual EnerSur se convirtió en el suministrador exclusivo de electricidad de SPCC, además de otros contratos que regulan diversos aspectos de la relación contractual entre ambas empresas. La transferencia de los activos de generación de SPCC y el inicio del suministro bajo el PPA, así como los demás contratos que regulan las relaciones entre ambas empresas entraron en vigencia el 17 de abril de 1997.

EnerSur es una subsidiaria de International Power S.A. (antes Suez-Tractebel S.A.), quien era propietaria directa o indirecta de todas las acciones con derecho a voto en que se encuentra representado su capital social y tenía, por tanto, el control total de su gestión. Dicha situación se mantuvo hasta febrero de 2004 en que las carteras administradas por las cuatro Administradoras Privadas de Fondos de Pensiones, en cumplimiento de los compromisos previamente asumidos suscribieron y pagaron, por cuenta del fondo que cada una administra, un aumento de capital aprobado por los accionistas de EnerSur y pasaron a ser titulares, de manera conjunta, de 21.05% de su capital social.

En octubre de 2005, se obtiene la aprobación para listar las acciones de EnerSur en la BVL e inscribirlas en el RPMV de la SMV, efectuando International Power S.A. en noviembre de 2005 una oferta pública de venta de acciones, logrando una venta del 17.21% de las acciones comunes de su propiedad en el capital social de EnerSur en el mercado local.

Posteriormente, mediante Junta General de Accionistas de EnerSur de fecha 15 de agosto de 2007, se acordó eliminar la denominación social abreviada "EnerSur S.A." y modificar la denominación social completa "Energía del Sur S.A." por "EnerSur S.A."

Por acuerdo de Junta General de Accionistas de fecha 14 de febrero de 2012, se aprobó aumentar el capital social de EnerSur mediante nuevos aportes dinerarios hasta por la suma en Nuevos Soles equivalente a US\$ 150'000,000 (ciento cincuenta millones de Dólares) y que las acciones que sean emitidas como consecuencia de dicho aumento de capital social sean suscritas 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 sesión de Directorio de fecha 17 de febrero de 2012, se acordaron los términos y condiciones en que se realizaría el aumento de capital. Asimismo, con fecha 1 de marzo de 2012, el Directorio acordó determinar los términos y condiciones pendientes de aprobación del aumento de capital por nuevos aportes dinerarios.

Luego de realizadas las referidas dos (2) ruedas más el proceso de asignación de remanente, se suscribió el 100% (cien por ciento) del aumento de capital aprobado mediante escritura pública de fecha 14 de mayo de 2012, otorgada ante el Notario Público de Lima, Dr. Ricardo Fernandini Barreda, en ese sentido, se aumentó el capital social de la empresa a S/. 224'297,295, representados por igual número de acciones con derecho a voto de un valor nominal de S/. 1.00 (uno y 00/100 Nuevos Soles cada una).

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

disponibilidad de la sociedad. Con fecha 18 de marzo de 2014, mediante acuerdo de Junta General de Accionistas, se acordó la capitalización de esta prima. Mediante escritura pública de fecha 9 de abril de 2014, otorgada ante Notario Público de Lima, Dr. Ricardo Fernandini Barreda, se capitalizaron 377'072,716 acciones de un valor nominal de S/. 1.00 (uno y 00/100 Nuevos Soles) cada una, sumando un capital social de S/. 601'370,011.

En noviembre de 2007 EnerSur inscribió en el RPMV el "Primer Programa de Bonos Corporativos de EnerSur S.A." hasta por un monto máximo en circulación de US\$ 400'00,000 (Cuatrocientos millones y 00/100 Dólares), con cargo al cual se efectuaron siete (7) emisiones de las cuales aún están vigentes seis (6) emisiones cuyas principales características se detallan en la sección 6.6 anterior de este Prospecto Marco ("Relación con Otros Valores del Emisor - Primer Programa de Bonos Corporativos de EnerSur S.A."). En octubre de 2012 EnerSur inscribió en el RPMV el Segundo Programa de Bonos Corporativos por hasta un monto máximo en circulación de US\$ 500'000,000 (Quinientos millones y 00/100 Dólares) o su equivalente en Nuevos Soles. No se llegó a realizar alguna emisión bajo este Segundo Programa de Bonos Corporativos.

7.9. Convenio de Estabilidad Jurídica

Con fecha 20 de Diciembre de 2012, EnerSur suscribió un Convenio de Estabilidad Jurídica con el Estado Peruano representado por la Agencia de Promoción de la Inversión Privada - ProInversión para que, por un plazo de diez (10) años tenga el derecho contractual a una tasa de impuesto a la renta fija de 30%.

Conforme con lo estipulado en dicho Convenio, el Estado Peruano garantizó a EnerSur, durante todo el plazo de vigencia del mismo, la estabilidad de los regímenes del Impuesto a la Renta y de contratación de trabajadores que se encuentren vigentes a la fecha de suscripción del convenio antes indicado. En el caso del régimen del Impuesto a la Renta, la estabilidad jurídica comprende la determinación de la renta imponible, tasas, gastos deducibles, entre otros aspectos. EnerSur se encuentra evaluando la posibilidad de renunciar a dicho Convenio, puesto que, con fecha 1 de enero de 2015 entró en vigencia la Ley N° 30296, la cual aprobó la reducción gradual de la tasa de Impuesto a la Renta aplicable a EnerSur (28%, 27% y 26% para los periodos, 2015-2016, 2017- 2018 y 2019 en adelante, respectivamente).

Además, EnerSur se encuentra autorizada por la SUNAT a llevar su contabilidad en Dólares.

7.10. Concesiones, Autorizaciones, Permisos y Licencias

Una relación de las principales concesiones, autorizaciones, permisos y licencias con las que cuenta EnerSur para el desarrollo de las actividades que constituyen su objeto social se encuentra en el acápite 8.7 de este Prospecto Marco.

8. Descripción de Operaciones y Desarrollo

8.1. Descripción del Emisor

EnerSur se dedica a las actividades de generación, transmisión y comercialización de energía eléctrica en el Perú. De acuerdo a las cifras oficiales reportadas por el COES, en el año 2014, EnerSur generó 7,098 GWh de energía, lo cual equivale al 17% del total de energía producida en el SEIN (7,719 GWh en 2013, lo cual equivale al 19% del total de energía producida en el SEIN durante ese año), siendo la mayor empresa de generación eléctrica en cuanto a capacidad instalada en el Perú con un total de 1,838 MW en operación y 825 MW adicionales en construcción y la tercera en cuanto a generación de energía.

Entre los meses de enero y junio de 2015, EnerSur generó 3,421 GWh de energía, 2% inferior a la energía generada en el mismo periodo del año 2014, lo cual equivale al 16% del total de energía producida en el SEIN durante ese periodo.

Los ingresos de EnerSur provienen, principalmente, de: (i) las ventas de electricidad efectuadas a Clientes Libres de acuerdo a sus correspondientes contratos de suministro de potencia y energía; (ii) los contratos suscritos con diversos Clientes Regulados (empresas distribuidoras); (iii) las ventas en el Mercado de Corto Plazo; y, (iv) los ingresos por potencia que recibe por sus plantas de reserva (Central Termoeléctrica de Reserva Fría de Generación ILO31 y en el futuro por el Proyecto Nodo Energético Planta Ilo).

EnerSur cuenta con una cartera de clientes a nivel nacional. Hasta diciembre de 2014, la cartera de Clientes Libres y Clientes Regulados sumaba una potencia contratada – en hora punta – de 1,292 MW. De dicha cifra, 315 MW corresponden a Clientes Libres y 977 MW a Clientes Regulados. La potencia contratada en horas fuera de punta fue de 1,321 MW en total. De dicha cifra, 358 MW corresponden a Clientes Libres y 963 MW a Clientes Regulados.

El Emisor tiene contratos con los siguientes Clientes Libres: SPCC, Antamina, Las Bambas, Votorantim Metais – Cajamarquilla, entre otros.

Asimismo, a través de licitaciones efectuadas durante los años 2009, 2011 y contratos bilaterales en los años 2012, 2013 y 2014, se han suscrito contratos con los siguientes Clientes Regulados (empresas distribuidoras): Luz del Sur, Edelnor, Edecañete, Electronoroeste, Electronorte., Hidrandina, Electro Puno, Sociedad Eléctrica del Sur Oeste, Electrocentro, Consorcio Eléctrico de Villacurí, Electro Ucayali y Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad – ELECTROSUR.

8.2. Estrategia

La estrategia de EnerSur consiste principalmente en lo siguiente:

- i) Optimizar la estructura de suministro eléctrico diversificando las fuentes de energía a través del desarrollo de proyectos hidroeléctricos, de gas natural, renovables y de otras fuentes.
- ii) Mantener un óptimo balance del portafolio comercial entre Clientes Regulados y Clientes Libres, con un enfoque en contratos con costos “*pass-through*” y que disminuyan los riesgos que no sean manejables.
- iii) Contratar un portafolio por el total de la capacidad eficiente para maximizar los ingresos y cubrir el riesgo en el Mercado de Corto Plazo a través de la generación.
- iv) Captar y retener clientes proporcionando soluciones diferenciadas.
- v) Mantener una estructura financiera óptima, minimizando costos financieros bajo una estructura adversa al riesgo y con suficiente flexibilidad financiera en caso se presenten oportunidades o eventos inesperados.
- vi) Identificar, difundir e implementar las mejores prácticas internacionales en los diferentes procesos de la empresa.

Clientes y Mercado

EnerSur brinda suministro de energía a Usuarios Regulados a través de contratos con los Clientes Regulados (empresas distribuidoras) y a Clientes Libres (minero e industria, principalmente) que estén conectados al SEIN.

Competencia

En el mercado eléctrico nacional los principales competidores de EnerSur son las siguientes empresas (participación de mercado en términos de potencia): Edegel (22%), Estado Peruano (17%), Kallpa (12%) y Egenor (6%), según cifras reportadas por el COES a diciembre de 2014.

8.3. Contratos de Suministro de Electricidad con Clientes (Libres y Regulados)

PPA Antamina

Con fecha 29 de noviembre de 2012, derivado de una licitación, EnerSur y Compañía Minera Antamina S.A. (“Antamina”) suscribieron un PPA por un plazo de 15 años que inició en enero de 2015. El PPA con Antamina contempla dos puntos de suministro (la S.E. Vizcarra y la

S.E. Punta Lobitos en Huarmey, ambas de propiedad de Antamina). La máxima demanda comprometida asciende a 150 MW para el año 2015, incrementándose a 170 MW a partir del año 2016. El contrato prevé mecanismos para que Antamina incremente su demanda de acuerdo a su crecimiento en hasta 100 MW en una segunda y tercera etapa que podrían iniciarse desde el año 2018, además de permitirle la resolución del contrato en casos donde Antamina se vea obligado a cerrar sus operaciones o suspenderlas.

PPA Votorantim Metais - Cajamarquilla

Con fecha 15 de diciembre de 2014, Votorantim Metais - Cajamarquilla ("Votorantim") y EnerSur firmaron un contrato de suministro por el periodo entre mayo de 2015 y febrero de 2017 por 60 MW en hora punta y 125 MW en hora fuera de punta. Posteriormente, se firmó un acuerdo complementario mediante el cual se modificó principalmente el plazo del contrato: (i) El término inicial se difirió hasta el primer día del mes siguiente a la fecha en la que culmine el arbitraje en curso entre Votorantim y Edegel (antiguo suministrador de dicho cliente) y; (ii) el término final se modificó para culminar en diciembre de 2018. En dicho acuerdo complementario, no se varió la potencia contratada, la cual se mantiene en 60 MW Hora Punta y 125 MW Hora Fuera de Punta.

PPA Xstrata Tintaya

En octubre de 2010, se suscribió un acuerdo de suministro de potencia y energía con la empresa Xstrata Tintaya (hoy Las Bambas Mining Company), por 150 MW, para abastecer el proyecto minero Las Bambas por un plazo de 10 años y 10 meses desde el inicio de la toma de carga cuya fecha fue el 18 de junio de 2015, por lo tanto el contrato se encontrará vigente hasta el 16 de abril de 2026.

PPA SPCC

En 1996, EnerSur firmó un contrato de suministro de energía y potencia con SPCC hasta por 245 MW por un plazo de 20 años, bajo el cual EnerSur se encuentra obligado a mantener ciertas instalaciones de generación y transmisión de electricidad. Asimismo, EnerSur tiene la responsabilidad de operar, mantener y reparar las Líneas de Transmisión, Subestaciones y demás infraestructura de transmisión de SPCC, de forma tal que le permita el suministro de electricidad a ésta, según lo estipulado en este PPA. Adicionalmente, EnerSur brinda diversos servicios a SPCC debido a que existe una interdependencia entre ciertos sistemas de ambas empresas, aunque el impacto de tales servicios en los resultados de EnerSur es relativamente menor. Por su parte, SPCC también presta diversos servicios a EnerSur y le ha otorgado derechos de servidumbre y superficie para el desarrollo de sus actividades. Finalmente, el PPA con SPCC no será renovado en su fecha de vencimiento (abril de 2017).

Otros contratos de suministro de electricidad con Clientes Libres

EnerSur, al 30 de junio de 2015, tenía suscritos un total de dieciocho (18) PPAs con Clientes Libres. Todos estos contratos son de suministro exclusivo. Los precios de potencia están indexados a la inflación en los Estados Unidos de América (CPI-USA), y los precios de energía son indexados en algunos casos al CPI-USA y en otros a la variación del precio del gas natural puesto en Chilca, siendo los cargos regulados aplicables al suministro transferido en su integridad al cliente respectivo.

El siguiente cuadro resume las principales características de los PPAs entre EnerSur y sus Clientes Libres:

N°	Contratos con Clientes Libres	Inicio	Vencimiento	Potencia Contratada (MW)	
				Hora Punta	Fuera Hora Punta
1	SPCC ⁽¹⁾	18/04/1997	17/04/2017	207.00	207.00
2	Quimpac S.A.	01/07/2004	30/06/2020	18.00	56.00
3	Papelera Nacional S.A.	01/06/2007	30/06/2020	12.00	12.00
4	Minera Bateas S.A.C.	01/02/2007	31/01/2022	3.50	3.50
5	Nyrstar Coricancha S.A.	01/04/2007	31/03/2017	5.00	5.00
6	Universidad de Lima	01/05/2008	31/12/2018	2.80	3.00
7	Compañía Minera Antapaccay S.A.	01/05/2008	31/12/2018	21.00	21.00
8	Manufactura Record S.A.	01/07/2008	31/12/2018	0.25	1.30
9	Owens Illinois Peru S.A.	01/04/2015	31/12/2022	3.50	3.50
10	Industrial Papelera Atlas S.A.	01/01/2013	31/12/2017	2.85	3.80
11	Votorantim Metais - Cajamarquilla S.A.	01/01/2016	31/12/2018	60.00	125.00
12	Apumayo S.A.C.	01/02/2013	31/12/2017	1.15	1.50
13	Papelera del Sur S.A.	01/03/2013	28/02/2017	4.50	4.50
14	Linde Gas Perú S.A.	01/06/2013	31/05/2016	2.70	2.70
15	Minera Santa Luisa S.A.	01/06/2011	31/05/2026	1.00	4.00
16	PetroPerú S.A.	08/08/2012	06/09/2015	3.70	7.65
17	Minera Las Bambas ⁽³⁾	15/12/2012	16/04/2026	40.00	40.00
18	Compañía Minera Antamina S.A.	01/01/2015	01/01/2030	150.00	150.00

Información al 30/06/2015

Fuente: EnerSur

(1) El contrato con SPCC establece como potencia mínima facturable 185 MW y un compromiso de suministro hasta 245 MW.

(2) El contrato con Votorantim Metais - Cajamarquilla S.A. se iniciará a más tardar el 1 de marzo de 2017.

(3) El cliente Las Bambas MMG inició su consumo efectivo el día 18 de junio de 2015.

Contratos con Clientes Regulados (empresas distribuidoras)

Dentro del marco de las Licitaciones de Largo Plazo ED-01-2009-LP, ED-02-2009-LP, ED-03-2009-LP y de la Licitación Distriluz se adjudicaron y suscribieron contratos de suministro de electricidad con dichas empresas distribuidoras tal como se detalla a continuación:

- i) Edelnor S.A.A., seis contratos con vigencia entre el 1 de enero de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2025.
- ii) Luz del Sur S.A.A. seis contratos con vigencia entre el 1 de enero de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2025.
- iii) Edecañete S.A. seis contratos con vigencia entre el 1 de enero de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2021.
- iv) Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad S.A. - ELECTROSUR S.A. seis contratos con vigencia entre el 1 de enero de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2025.
- v) Electro Sur Este S.A.A. seis contratos con vigencia entre el 1 de enero de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2025.
- vi) Electro Puno S.A.A. seis contratos con vigencia entre el 1 de enero de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2025.
- vii) Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. seis contratos con vigencia entre el 1 de enero de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2025.
- viii) Electronoroeste S.A. seis contratos con vigencia entre el 31 de octubre de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2022.
- ix) Electronorte S.A. seis contratos con vigencia entre el 31 de octubre de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2022.
- x) Hidrandina S.A. seis contratos con vigencia entre el 31 de octubre de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2022.
- xi) Electrocentro S.A. seis contratos con vigencia entre el 31 de octubre de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2022.
- xii) Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C. seis contratos con vigencia entre el 31 de octubre de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2022.

Asimismo, dentro del marco de las licitaciones convocadas, durante el año 2011, por las empresas distribuidoras Luz del Sur S.A.A., Edelnor S.A.A. para el suministro al Servicio Público de Electricidad, a la que se sumó la empresa distribuidora Edecañete S.A., EnerSur se adjudicó y suscribió contratos de suministro de electricidad con dichos Clientes Regulados tal como se detalla a continuación:

- i) Edelnor S.A.A., dos contratos con vigencia entre el 1 de enero de 2018 y el 31 de diciembre de 2027.
- ii) Luz del Sur S.A.A., dos contratos con cada una de ellas, con vigencia entre el 1 de enero de 2018 y el 31 de diciembre de 2027.
- iii) Edecañete S.A., dos contratos con cada una de ellas, con vigencia entre el 1 de enero de 2018 y el 31 de diciembre de 2027.

La energía a ser facturada por EnerSur a cada empresa distribuidora se determina mensualmente de acuerdo a cada contrato. Del mismo modo, la potencia total puesta a disposición de cada empresa distribuidora ha sido contratada bajo dos modalidades, (i) Potencia Contratada Fija Mensual, que es la mínima potencia que EnerSur facturará a cada distribuidora en cada punto de entrega; y (ii) Potencia Contratada Variable Mensual, que es una potencia variable cuyo límite máximo es el 20% de la Potencia Contratada Fija Mensual.

Adicionalmente, se han suscrito Contratos Bilaterales con los siguientes Clientes Regulados (empresas distribuidoras):

- i) Edelnor S.A.A., un contrato con vigencia entre el 1 de enero de 2013 y el 31 de diciembre de 2017.
- ii) Electronoroeste S.A., un contrato con vigencia entre el 1 de agosto de 2012 y el 31 de diciembre de 2015.
- iii) Electro Ucayali S.A., un contrato con vigencia entre el 1 de enero de 2013 y el 31 de diciembre de 2015. El plazo original era hasta el 31 de diciembre de 2014, pero se extendió un año adicional mediante una adenda.

A continuación se muestran los valores de la Potencia Contratada para cada distribuidora según el tipo de contrato:

N°	Contratos con Clientes Regulados	Inicio	Vencimiento	Potencia Contratada (MW)	
				En Hora Punta	Fuera Hora Punta
1	Edelnor S.A.A. ⁽¹⁾	01/01/2014	31/12/2025	268.42	268.42
2	Luz del Sur S.A.A. ⁽¹⁾	01/01/2014	31/12/2025	219.53	219.53
3	Edecañete S.A. ⁽¹⁾	01/01/2014	31/12/2022	3.81	3.81
4	ELECTROSUR S.A. ⁽¹⁾	01/01/2014	31/12/2025	12.50	12.50
5	Electro Sur Este S.A.A. ⁽¹⁾	01/01/2014	31/12/2025	29.80	29.80
6	Electro Puno S.A.A. ⁽¹⁾	01/01/2014	31/12/2025	2.69	2.69
7	Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. ⁽¹⁾	01/01/2014	31/12/2025	42.80	42.80
8	Electronoroeste S.A. ⁽¹⁾	31/10/2014	31/12/2022	40.16	40.16
9	Electronorte S.A. ⁽¹⁾	31/10/2014	31/12/2022	12.86	12.86
10	Hidrandina S.A. ⁽¹⁾	31/10/2014	31/12/2022	18.12	18.12
11	Electrocentro S.A. ⁽¹⁾	31/10/2014	31/12/2022	10.74	10.74
12	Consorcio Eléctrico Villacurí S.A.C. ⁽¹⁾	31/10/2014	31/12/2022	0.38	0.38
13	Luz del Sur S.A.A. ⁽²⁾	01/01/2018	31/12/2027	74.83	74.83
14	Edecañete S.A. ⁽²⁾	01/01/2018	31/12/2027	1.42	1.42
15	Edelnor S.A.A. ⁽²⁾	01/01/2018	31/12/2027	15.75	15.75
16	Edelnor S.A.A. (bilateral)	01/01/2014	31/12/2017	180.00	180.00
17	Electronoroeste S.A. (bilateral) ⁽²⁾	01/08/2012	31/12/2015	10.00	10.00
18	Electro Ucayali S.A. (bilateral) ⁽²⁾	01/01/2013	31/12/2015	23.00	23.00
19	Edelnor S.A.A. (bilateral)	01/01/2015	31/12/2016	40.00	40.00
20	Hidrandina S.A. (bilateral)	01/01/2015	31/03/2017	8.00	8.00

Información al 30 de junio de 2015

Fuente: EnerSur

En algunos casos la Potencia Contratada varía mensualmente según lo acordado en cada contrato, tomando en cuenta que con cada Cliente Regulados se tiene más de un contrato vigente

(1) Contratos derivados de las licitaciones ED-01-2009, ED-02-2009, ED-03-2009 e HDNA-01-2009.

(2) Contratos derivados de las licitaciones LDS-2011-I y LDS-2011-II

8.4. Principales Activos de EnerSur

Central Termoeléctrica ILO1

En virtud de los contratos suscritos en 1996 y 1997 con Southern Perú Limited (hoy SPCC), EnerSur adquirió la planta termoeléctrica de SPCC ubicada al norte de la ciudad de Ilo adyacente a su fundición de cobre. Al momento de su adquisición por EnerSur, dicha planta de generación ("ILO1", tal como ha sido denominada por EnerSur) estaba conformada por dos (2) turbinas a vapor y un grupo diésel Caterpillar, con una potencia instalada total de 179.3 MW.

En julio de 1997, EnerSur puso en funcionamiento la primera unidad turbogas de ILO1, la cual había adquirido de SPCC en 1996, con una potencia nominal de 39.3 MW. Con ello se amplió la potencia nominal a 218.6 MW, con la finalidad de abastecer la demanda de SPCC que se había incrementado. Posteriormente, a finales de 1997 EnerSur adquirió una segunda unidad turbogas con una potencia nominal de 42.2 MW.

A inicios del 2013, la turbina a vapor 1 (TV1) de 22.0 MW fue retirada del servicio. Igualmente, en mayo de 2015, la turbina a vapor 2 (TV2) de 22 MW fue también retirada del servicio. Actualmente, la Central Termoeléctrica ILO1 cuenta con una potencia nominal de 216.8 MW. Asimismo, cuenta con un sistema de desalinización que provee de agua para la operación de la central y para SPCC.

Central Termoeléctrica ILO21

En el marco del PPA con SPCC, en 1998 EnerSur inició la construcción y posterior puesta en operación de la planta termoeléctrica a doble combustión (carbón/diésel) denominada "ILO21", ubicada al sur de la ciudad de Ilo con una potencia nominal de 135 MW, convirtiéndose en la única central de generación eléctrica a carbón que existe en el Perú.

El complejo cuenta con una cancha de carbón con capacidad de almacenamiento para 200 mil toneladas métricas, un muelle de 1,250 metros de largo diseñado para buques de 70,000 toneladas, oficinas administrativas, un sistema de desalinización, así como otros equipos y sistemas auxiliares necesarios para la operación de la unidad de generación. La construcción de la nueva planta de energía, incluyendo las instalaciones marítimas respectivas, estuvo a cargo, bajo la modalidad de contrato llave en mano, de la empresa japonesa Hitachi Ltd. La construcción de ILO21 se inició en julio de 1998 e ingresó en operación comercial en octubre de 2000.

Asimismo, EnerSur llevó a cabo un plan de expansión de las instalaciones de transmisión que ha permitido reforzar la red de transmisión de electricidad de la zona. Para ello, EnerSur ha construido: (i) la Línea de Transmisión C.T. ILO2 – S.E. Moquegua en 220 KV doble terna de 400 MVA cada terna; (ii) las líneas denominadas L.T. S.E. Moquegua (Montalvo) – S.E. Botiflaca en 138 KV y la L.T. S.E. Moquegua – S.E. Toquepala en 138 KV, de 196 y 100 MVA, respectivamente; y (iii) dos autotransformadores de 300 MVA cada uno en la S.E. Moquegua. La construcción de las Líneas de Transmisión y de las instalaciones en la Subestación estuvo a cargo del consorcio conformado por Alstom Energy Technique GMBH (Alemania) e ICE Ingenieros Consultores y Ejecutores S.A. (Perú).

Las instalaciones que conforman ILO21 y la S.E. Moquegua fueron afectadas por el sismo ocurrido en el sur del Perú el 23 de junio de 2001. La reconstrucción fue efectuada exitosamente bajo la dirección de EnerSur con la asesoría de Tractebel Engineering, tal como fue constatado por la firma Lahmeyer International para los bancos que concedieron a EnerSur un financiamiento en el año 2002, el cual fue íntegramente prepago en el año 2004.

Contrato de Usufructo de la Central Yuncán

La Central Hidroeléctrica de Yuncán, de 134.2 MW de potencia nominal, se localiza en las cuencas de los ríos Paucartambo y Huachón, en el departamento y provincia de Pasco, a 340 Km al noreste de Lima (la "Central Yuncán").

La Central Yuncán consta de tres (3) turbinas de 44.7 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. En la captación del río Paucartambo se ha construido una presa para conformar el reservorio de control diario de Huallamayo con una capacidad de 1.8 millones de m³ y un volumen útil de 458 miles de m³. El caudal captado, mediante un sistema de túneles que tiene una longitud total de 21 Km, llega al conducto forzado y luego a la casa de máquinas en caverna donde, después de ser aprovechadas para generar energía, las aguas son entregadas al desarenador de la Central Hidroeléctrica de Yaupi de Stratkraft del Perú S.A. (antes SN Power), que opera "en cascada" con la Central Yuncán. Asimismo, la Central Yuncán comprende una Línea de Transmisión de 220 KV, de 50 Km de longitud y una terna de 260 MVA, la misma que conecta la central (S.E. Santa Isabel) con la S.E. Carhuamayo Nueva.

En el contexto del proceso de promoción de la inversión privada que lleva a cabo el Estado Peruano a través de ProInversión, se convocó el Concurso Público Internacional PRI-71-01 para la adjudicación del derecho real de usufructo sobre la Central Yuncán que Activos Mineros S.A.C. (antes Egecen S.A.) ("Activos Mineros") venía ejecutando desde hace algún tiempo. Dicha participación se estructuró a través del Contrato de Usufructo por un plazo de treinta (30) años. Dicho contrato fue suscrito por EnerSur con fecha 16 de febrero de 2004, en su condición de ganador del concurso público convocado por ProInversión.

El Contrato de Usufructo otorga a EnerSur, por el plazo de su vigencia, el derecho real de usar y disfrutar de la Central Yuncán. Al someterse el Contrato de Usufructo al Código Civil, sus términos y condiciones no pueden ser modificados unilateralmente por el Estado Peruano. El contrato de usufructo entre EnerSur y Activos Mineros establece el derecho preferente de EnerSur de sustituir al mejor postor en caso Activos Mineros decida constituir un nuevo usufructo u otro derecho sobre la Central, ya sea al término del usufructo o en caso de transferencia de propiedad de la Central. Se mantiene la obligación de Activos Mineros de no afectar el derecho de EnerSur de usar y disfrutar la Central.

La Central Yuncán comprende todas las concesiones, permisos, servidumbres, licencias y terrenos necesarios para su uso y disfrute por EnerSur; la central está construida sobre terrenos de propiedad de Activos Mineros, así como de propiedad de comunidades campesinas; existiendo sobre estos últimos un derecho de servidumbre a favor de Activos Mineros.

Los pagos que EnerSur debe efectuar bajo el Contrato de Usufructo se encuentran estipulados en un cronograma que forma parte integrante del mismo y, por lo tanto, no pueden ser modificados unilateralmente por cualquiera de las partes de dicho contrato. En 2005 (inicio de la operación por parte de EnerSur) se pagaron US\$ 48.4 millones por derecho de contrato, US\$ 5.9 millones como aporte social, así como se entregó una garantía a favor de Activos Mineros por la suma de US\$ 10 millones para cubrir los pagos por Derecho de Usufructo y Aporte Social y una garantía de US\$ 2 millones para asegurar el fiel cumplimiento del Contrato de Usufructo. Adicionalmente, EnerSur está obligado a pagar (i) US\$ 105.5 millones por Derecho de Usufructo, que son pagados en 34 cuotas semestrales, a junio de 2015 se encuentran pagados US\$ 66.5 millones; y (ii) US\$ 12.9 millones de Aporte Social, que son pagados en 34 cuotas semestrales, a junio de 2015 se encuentran pagados US\$ 8.1 millones.

Activos Mineros asume el riesgo de caso fortuito o fuerza mayor relativo a la Central Yuncán por lo que EnerSur puede suspender el cumplimiento de sus obligaciones en tanto alguno de tales eventos le impidan usar y disfrutar dicha Central.

EnerSur puede renunciar al derecho de usufructo, en cualquier momento, para lo cual deberá cursar un preaviso de 90 días y pagar una indemnización igual a las siguientes dos cuotas semestrales, en cuyo caso no tendrá derecho a reembolso de suma alguna.

Central Termoeléctrica ChilcaUno

La Central Termoeléctrica ChilcaUno, se encuentra ubicada en el distrito de Chilca, provincia de Cañete, departamento de Lima, a 63.5 Km al sur de la capital. Fue la primera central construida desde la llegada del gas natural de Camisea, combustible que utiliza para la generación de energía eléctrica. Posee tres (3) turbinas a gas, dos (2) de 180 MW de potencia nominal, y una tercera de 199.8 MW de potencia nominal, todas las cuales pueden operar tanto en ciclo abierto como en ciclo cerrado. Cuenta con tres calderos de recuperación de calor, instalados en la salida de gases de cada turbina a gas, que generan vapor para una cuarta turbina a vapor de 292 MW de potencia nominal. Con la instalación de esta última turbina a fines del 2012 se cerró el ciclo y se convirtió la central en una de ciclo combinado con una potencia nominal total de 852 MW.

La central se empezó a construir en setiembre de 2005, con un proyecto de su primera unidad de generación (180 MW de potencia nominal). Para ello, EnerSur suscribió un contrato de construcción llave en mano denominado "*Engineering Procurement and Construction*" ("EPC") con Siemens Westinghouse Power Corporation ("SWPC") para la compra e instalación de turbinas y construcción de dicha planta. Posteriormente, se suscribieron contratos con otros proveedores para el suministro de diversos equipos y la construcción de la Subestación Eléctrica. En el 2006 la primera unidad ingresó en operación comercial.

En junio de 2006, se inicia la construcción de la segunda unidad de generación eléctrica con una potencia instalada de 180 MW, duplicando la capacidad de generación de la referida Central y teniendo un costo de inversión aproximado de US\$ 40 millones, principalmente de un EPC con SWPC. El financiamiento se obtuvo mediante contratos de arrendamiento financiero hasta por el monto mencionado (Véase la Sección "Análisis y Discusión de la Administración acerca del Resultado de las Operaciones y de la Situación Económica y Financiera" del presente Prospecto Marco). La segunda unidad de la C.T. ChilcaUno fue declarada en operación comercial en julio de 2007.

En setiembre de 2007, EnerSur y Siemens Energy Inc. (anteriormente Siemens Power Generation, Incorporated) firmaron un Contrato (*Turnkey Construction Contract*) para la ingeniería, diseño, fabricación, suministros, transporte, instalación, construcción y prueba de una nueva unidad de generación (turbina modelo 501 FD) que se encuentra ubicada junto a las otras dos unidades de generación de la C.T. ChilcaUno. El valor total de la inversión ascendió aproximadamente a US\$ 90 millones. Esta tercera unidad fue financiada mediante contratos de arrendamiento financiero. La tercera unidad fue declarada en operación comercial en agosto de 2009 con una potencia nominal de 199.8 MW.

Con el fin de convertir a ciclo combinado la Central Termoeléctrica ChilcaUno, se firmó un contrato de construcción EPC con la empresa POSCO, que entró en vigencia en junio de 2010. En setiembre del mismo año se firmaron los contratos para el *Owner's Engineer* con Tractebel Engineering y para el suministro y la instalación de la conexión a la S.E. Chilca y la reubicación de las líneas de 220 KV con Siemens S.A.C. EnerSur instaló tres (3) calderos de recuperación de calor, una (1) turbina a vapor de 292 MW de potencia, un (1) aerocondensador de 40 celdas y un (1) sistema de tratamiento de agua que comprende una planta desalinizadora, una planta desmineralizadora y una planta de tratamiento de aguas industriales; además de líneas de captación de agua de mar, descarga de

salmuera y tubería de conducción de agua desalinizada de 4.5 Km de longitud. Como parte de este proyecto también se reubicaron las L.T. de 220 KV a una nueva subestación. El valor total de la inversión ascendió aproximadamente a US\$ 320 millones y fue financiada principalmente mediante un contrato de arrendamiento financiero con el Banco de Crédito del Perú. En noviembre de 2012, entró en operación comercial la turbina a vapor, cerrando el ciclo y convirtiendo la central en una de ciclo combinado, con una potencia nominal total de 852 MW.

Para el abastecimiento de gas para la Central ChilcaUno, a junio de 2015 el Emisor cuenta con los siguientes contratos:

- (i) Contrato de suministro de molécula de gas natural con el consorcio de productores del gas de Camisea, operado por Pluspetrol. Este contrato obliga a EnerSur a adquirir gas del Consorcio en forma exclusiva hasta la cantidad diaria máxima establecida en 3,950 mil m³/día. El precio está fijado en US\$ por MMBTU (dólares por millón de BTU) y determinado sobre un precio base multiplicado por ciertos factores, y reajustado de acuerdo a los precios internacionales. La vigencia de este contrato es de quince (15) años hasta el 2021, el cual puede ser ampliado por 5 años adicionales.
- (ii) Contrato de servicio de transporte de gas natural con Transportadora de Gas del Perú S.A., concesionaria encargada del transporte del gas de Camisea. La contraprestación de este servicio se basa en tarifas reguladas por OSINERGMIN. El contrato permite a EnerSur contar con 2'992,782 m³std/día de Capacidad Reservada Diaria, que se incrementará a 3'942,315 m³std/día a partir de la llegada de la ampliación del gasoducto TGP (fecha de ingreso aproximadamente el primer trimestre 2016). La vigencia de este contrato es hasta abril de 2033.
- (iii) Contrato de distribución de gas natural con la empresa Gas Natural de Lima y Callao (Cálidda), concesionaria encargada de la distribución en Lima del gas de Camisea. En el 2006, se autorizó a EnerSur la instalación y operación de un ducto de uso propio, el cual fue posteriormente, en julio de 2010, transferido a Cálidda, con la que se suscribió un contrato de distribución de gas natural. La contraprestación de este servicio se basa en tarifas reguladas por OSINERGMIN, aplicadas sobre los volúmenes de gas transportados de acuerdo a la modalidad del servicio. Se cuenta con Capacidad Reservada Diaria en modalidad firme de hasta 3'437,075 m³/día y una cantidad reservada de modalidad interrumpible de 668,867 m³/día, ambos volúmenes vigentes hasta el 31 de diciembre de 2033.

En este sentido, mediante sus contratos de suministro de molécula de gas, transporte y distribución, el Emisor ha cubierto el 100% de los requerimientos de la Central Térmica ChilcaUno, incluyendo lo necesario para el Proyecto de Ampliación de la C.T. ChilcaUno.

La central 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. Además, para conectarse al SEIN y 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 (S.E. Chilca) operada por la empresa Red de Energía del Perú (REP).

Finalmente, la central cuenta con una sala que centraliza el monitoreo y el control de las tres unidades de generación, así como de la estación de regulación y medición de gas natural y la Subestación Eléctrica.

Central Termoeléctrica de Reserva Fría de Generación – Planta Ilo (ILO31)

En noviembre de 2010, ProInversión adjudicó la concesión del Proyecto “Reserva Fría de Generación – Planta Ilo” a EnerSur. La Central Térmica de Reserva Fría, también denominada “ILO31”, inició su implementación en mayo de 2011, ingresando en operación comercial el 21 de junio de 2013. Su construcción demandó una inversión de US\$ 220 millones. Para su construcción EnerSur firmó un contrato para la ejecución del proyecto en modalidad EPC con las empresas General Electric y Santos CMI.

La Central ILO31 está compuesta por tres (3) turbinas duales Modelo GE 7FA.03 las cuales operan en ciclo abierto con una capacidad nominal de generación de hasta 564 MW (3 de 188 MW) operando con diésel 2 B5 y con gas natural pueden generar hasta 528 MW (3 de 176 MW). Estas turbinas están equipadas con un sistema de combustible dual, es decir, quemadores de gas natural y quemadores de diésel.

Dichas turbinas funcionan actualmente sólo con combustible diésel como unidades de generación de reserva que despacharán cuando son requeridas por el COES. Con el avance del proyecto de Gasoducto del Sur, las turbinas podrían funcionar con el gas natural que sería suministrado a través de este gasoducto. La energía se transmite a través de la L.T. 220 KV C.T. ILO2 – S.E. Moquegua (L-2027 / L-2028) y la interconexión al SEIN se realiza por la S.E. Moquegua. La instalación cuenta con una capacidad de almacenamiento de hasta 215 mil barriles, que aseguran una operación de 10 días a máxima carga para el suministro de 460 MW exigidos en el Contrato de Concesión. El abastecimiento de combustible se realiza a partir de buques tanque que amarran utilizando las actuales instalaciones del muelle y amarradero de boyas de la C.T. ILO21.

Actualmente, la Central ILO31 opera en cumplimiento del Contrato de Concesión firmado con el Estado Peruano, el cual establece un suministro de 460 MW. Sumado a ello, ILO31 provee de 40 MW de potencia adicional al sistema eléctrico peruano, con lo que el total de capacidad remunerada de la central es de 500 MW.

Subestación de Moquegua

La Subestación de Moquegua, se encuentra ubicada en la provincia Mariscal Nieto, 6 Km al sur de la ciudad de Moquegua. Cuenta con una sala de control, dos autotransformadores de 300 MVA 138/220 KV y una doble barra en 220 y 138 KV. En la barra de 220 KV se conectan las líneas Socabaya – Moquegua, ILO2 – Moquegua, Moquegua – Puno, Moquegua – Tacna y Montalvo – Moquegua. En la barra de 138 KV se conectan las líneas ILO1 – Moquegua, Moquegua – Botiflaca, Moquegua – Toquepala, Moquegua – Toquepala (REP) y el suministro de la ciudad de Moquegua, vía celda de transformación 138/10 KV. La Subestación es un importante centro de recepción, transformación, transmisión y distribución de electricidad en el sur del país, sirviendo de punto de conexión de las centrales ILO1, ILO21 e ILO31 al SEIN.

Líneas de Transmisión

EnerSur, a pesar de ser una empresa del rubro de generación eléctrica, opera distintas Líneas de Transmisión que conectan sus centrales a los sistemas primarios y secundarios de transmisión que operan en el SEIN.

EnerSur cuenta con un total de 279.63 km de Líneas de Transmisión en 138 y 220 KV, repartidos según se indica a continuación:

- i) Línea ILO2 – Moquegua (doble terna) con una longitud de 72 Km y una capacidad de 400 MVA por cada terna, en 220 KV.
- ii) Línea Moquegua – Botiflaca1 con una longitud de 31 Km y una capacidad de 196 MVA en 138 KV.
- iii) Línea Moquegua – Mill Site con una longitud de 39 Km y una capacidad de 100 MVA en 138 KV.
- iv) Línea ILO1 – Moquegua con una longitud de 2.27 Km y una capacidad de 130 MVA en 138 KV.
- v) Línea Moquegua – Botiflaca2 con una longitud de 5.99 Km y una capacidad de 160 MVA en 138 KV.
- vi) Línea Santa Isabel – Carhuamayo Nueva (L-226) con una terna simple con una longitud de 50 Km y una capacidad de 260 MVA en 220 KV.
- vii) Línea Chilca – REP (doble terna) con una longitud de 0.75 Km y una capacidad de 600 MVA por cada terna en 220 KV.
- viii) Línea Quitaracsa I – Kiman Ayllu (L-2277) con una longitud de 5.35 Km y una capacidad de 150 MVA en 220 KV.

Los principales activos de generación de EnerSur se describen en el cuadro siguiente:

Unidad	Potencia Nominal (MW)	Combustible
C.T. ILO1		
TV3	66.00	Vapor / R500
TV4	66.00	Vapor / R500
TG1	39.29	Diésel 2
TG2	42.20	Diésel 2
Catkato	3.30	Diésel 2
C.T. ILO21		
TV21	135.00	Carbón / Diésel 2
C.T. ILO31		
TG1, TG2, TG3	500.00	Diésel 2
C.H. Yuncán		
G1, G2, G3	134.16	N.A.
C.T. ChilcaUno		
TG11	180.00	Gas Natural
TG12	180.00	Gas Natural
TG21	199.80	Gas Natural
TV	292.00	Vapor
Total	1,837.75	

Fuente: EnerSur

8.5. Principales Proyectos en Construcción de EnerSur

Proyecto Central Hidroeléctrica Quitaracsa

EnerSur viene construyendo una Central Hidroeléctrica de 112 MW de potencia nominal en la provincia de Huaylas, departamento de Ancash. La central constará de dos turbinas Pelton, un reservorio de 270 mil m³ en el río Quitaracsa, con un túnel de conducción de aproximadamente 6 Km y una caída bruta de 874 m.

El proyecto incluye un contrato de obras civiles a precios unitarios, firmado en noviembre de 2010 con la empresa Constructora JME S.A.C; un contrato 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; un contrato de ingeniería de detalle de obras civiles con la empresa Pöyry; y un contrato de administración de interfaces y supervisión en sitio con la empresa Tractebel Engineering (LEME & Coyne et Bellier). Para la instalación de las Líneas de Transmisión de 220 KV y 13.8 KV se han firmado contratos EPC con las empresas Abengoa y VCN, respectivamente; mientras que para la carretera de acceso se firmó un contrato con la empresa ICCGSA. Por último para el suministro y montaje del blindaje metálico del túnel

de presión se tiene un contrato con la empresa Bilfinger Vam. El financiamiento de la Central Hidroeléctrica incluye un leasing de maquinaria y equipo por US\$ 72 millones firmado con Scotiabank en el 2013.

Con fecha 7 de octubre de 2015, el COES otorgó la aprobación de la operación comercial del Grupo N° 01 de la C.H. Quitaracsa, con una potencia efectiva de 57.5 MW a partir del 9 de octubre de 2015. Asimismo, con fecha 28 de octubre de 2015, el COES otorgó la aprobación de la operación comercial del Grupo N° 2, a partir del 29 octubre de 2015. Con la entrada en operación comercial del Grupo N°2 se completó la entrada en operación de la totalidad de la C.H. Quitaracsa, con una potencia efectiva de 118 MW (potencia nominal de 112 MW). La inversión aproximada de este proyecto es de US\$ 500 millones.

Proyecto Nudo Energético N° 2 Región Moquegua (Planta Ilo)

El proyecto consiste en la instalación de una nueva Central Termoeléctrica en un terreno adyacente de la C.T. ILO21, con tres turbinas duales (diésel/gas) en ciclo abierto el cual tendrá una potencia nominal de 200 MW cada una con combustible diésel B5 y 235 MW cada una como potencia nominal referencial para su futura operación con gas natural. Las turbinas operarán inicialmente con diésel. Cuando el gas natural llegue a Ilo a través del Gasoducto del Sur, serán operadas con gas, manteniendo la capacidad de operar con diésel.

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

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

Durante el 2014, se logró la aprobación de los siguientes permisos: EIA, Estudio de Pre-Operatividad y Licencia de Construcción de la Central Termoeléctrica. En lo que va del 2015, se ha logrado obtener la aprobación del permiso para la construcción de los tanques de combustible, la Autorización de Generación, la Concesión Definitiva de Transmisión y las autorizaciones para la implementación de la Línea de Transmisión. Asimismo, se obtuvo la servidumbre de una parte del trazo de la Línea de Transmisión.

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

Proyecto de Ampliación de la C.T. ChilcaUno

El proyecto denominado "ChilcaPlus" consiste en la ampliación de la C.T. ChilcaUno, mediante la construcción de una quinta y sexta unidad de generación, que conforman una turbina a gas y una turbina a vapor, respectivamente y en conjunto generan un ciclo combinado adicional que operará con gas natural y tendrá una potencia instalada de 112.8 MW.

El proyecto tendrá capacidad para operar tanto en ciclo simple (75.4 MW) como en ciclo combinado (112.8 MW). El proyecto contempla la instalación de una nueva Línea de Transmisión en doble terna de 220 KV hasta la Subestación Eléctrica existente en la Central ChilcaUno. Para el suministro de gas natural se prevé la instalación de un nuevo sistema de tuberías de gas desde la estación de gas existente en la Central ChilcaUno. Por su parte, para el suministro de agua se instalará un nuevo sistema de tuberías de agua desalinizada y/o agua desmineralizada desde los tanques de agua ya existentes.

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

8.6. Ventas de Energía y Potencia

A continuación se muestra el detalle de ventas de energía y potencia:

Ventas de energía y potencia por Tipo de Cliente (Millones US\$)	2014	2013	Ene-Jun 2015	Ene-Jun 2014
Cientes Libres	223.0	231.7	135.6	112.6
Cientes Regulados	285.0	260.1	147.0	145.2
COES	4.7	13.2	0.0	4.7
Total	512.7	505.0	282.6	262.5

Fuente: EnerSur

8.7. Relación entre EnerSur y el Estado Peruano

Obligaciones en el marco de la normativa del sector eléctrico

Como empresa del sector eléctrico, EnerSur se encuentra en el marco de las actividades reguladas por el MEM como ente rector de la política energética y bajo la supervisión de OSINERGMIN, aunque éstas no son las únicas entidades estatales que regulan el correcto cumplimiento de las leyes vinculadas a las actividades de EnerSur.

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

EnerSur está obligada a contribuir con el sostenimiento de las entidades del sector, mediante un aporte que –conforme con las Leyes Aplicables– no podrá exceder el 1% de sus ventas anuales. De igual forma, EnerSur proporciona periódicamente a la DGE y a OSINERGMIN información estadística sobre producción y precios, así como información económica y financiera.

Por otro lado, mediante Resolución de Intendencia N° 12-4-043363, del 1 de julio de 1998, la SUNAT autorizó a EnerSur a llevar su contabilidad en moneda extranjera a partir del ejercicio de 1998.

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

Autorizaciones, concesiones, permisos y licencias

Para el desarrollo de sus actividades económicas EnerSur cuenta, con diversos permisos, autorizaciones, concesiones y licencias. Las principales autorizaciones, concesiones, permisos y licencias de las que es titular EnerSur son las siguientes:

Autorización/Concesión de Generación	Fecha de Publicación	Unidad de Generación
Resolución Ministerial 115-97-EM/DGE, esta resolución ha sido modificada por:	04/04/1997	C.T. ILO1
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 N° 235-2015-MEM/DM ⁽²⁾	21/05/2015	
Resolución Ministerial 265-98-EM/VME, esta resolución ha sido modificada por:	10/06/1998	C.T. ILO21
Resolución Ministerial 395-2000-EM/VME	17/10/2000	
Resolución Ministerial 265-98-EM/VME, esta resolución ha sido modificada por:	10/06/1998	C.T. ChilcaUno (Primera, Segunda, Tercera, Cuarta, Quinta y Sexta Unidad)
Resolución Ministerial 396-2000-EM/VME	17/10/2000	
Resolución Ministerial 318-2001-EM/VME	30/07/2001	
Resolución Ministerial 340-2005-MEM/DM	02/09/2005	
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 Ministerial 179-2010-MEM/DM	29/04/2010	
Resolución Ministerial N° 011-2015-MEM/DM (Quinta y Sexta Unidad)	24/01/2015	
Resolución Suprema 059-2005-EM ⁽³⁾	12/10/2005	C.H. Yuncán
Resolución Suprema N° 023-2002-EM ⁽⁴⁾ , esta resolución ha sido modificada por:	13/06/2002	C.H. Quitaracsa
Resolución Suprema N° 017-2004-EM ⁽⁵⁾	15/03/2004	
Resolución Suprema N° 005-2010-EM ⁽⁶⁾	03/02/2010	
Resolución Suprema N° 006-2014-EM ⁽⁷⁾	26/01/2014	
Resolución Suprema N° 039-2015-EM ⁽⁸⁾	31/07/2015	Reserva Fría de Generación ILO31
Resolución Ministerial N° 546-2011-MEM/DM	09/01/2012	
Resolución Ministerial N° 229-2015-MEM/DM	20/05/2014	C.T. Nodo Energético Planta N° 2 Región Moquegua

Fuente: EnerSur

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

(2) Mediante Resolución Ministerial 235-2015-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 238,89 MW a 216,89 MW.

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

- (4) Se aprueba la Concesión definitiva para desarrollar la actividad de Generación de Energía Eléctrica en la C.H. Quitaraca I a favor de S&Z Consultores Asociados S.A.
- (5) Mediante esta resolución de fecha el 12 de marzo de 2004, se aprobó la cesión de posición contractual suscrita entre S&Z Consultores Asociados S.A. y Empresa de Generación Eléctrica Quitaraca S.A., por la cual la primera de las empresas cedió a favor de la segunda, su posición en el Contrato de Concesión para el desarrollo de actividades de generación eléctrica con la C.H. Quitaraca.
- (6) Mediante esta Resolución Suprema de fecha 2 de febrero de 2010, Empresa de Generación Eléctrica Quitaraca S.A. y EnerSur S.A. suscribieron un contrato de cesión de posición contractual, por el cual la primera empresa cede a favor de la segunda empresa, su posición en el contrato de concesión referido en la Resolución Suprema anterior.
- (7) Mediante esta Resolución Suprema de fecha 25 de enero de 2014, se aprobó la modificación del Contrato de Concesión en el extremo de modificar el Calendario Garantizado de Ejecución de Obras.
- (8) Mediante esta Resolución Suprema de fecha 31 de julio de 2015, se aprobó la modificación del Contrato de Concesión en el extremo de modificar el Calendario Garantizado de Ejecución de Obras.

i) **Concesiones / Autorizaciones de generación de electricidad y servidumbre**

a) **Central Termoeléctrica ILO1**

Por Resolución Ministerial N° 115-97-EM/DGE se aprobó la transferencia de la autorización de generación de esta Central, de Southern Peru Copper Corporation a favor de EnerSur. Asimismo, por Resolución Ministerial N° 394-97-EM/VME y Resolución Ministerial N° 538-97 se otorgó autorización para la ampliación de 38.36 MW y 40 MW en la capacidad instalada de la CT ILO1, respectivamente.

Mediante Resolución Ministerial 235-2015-MEM/DM se aprobó la modificación de la autorización de generación de la C.T. ILO1, concerniente a la reducción de la capacidad instalada de 260.89 MW a 238.89 MW. Igualmente, por Resolución Ministerial N° 235-2015-MEM/DM se volvió a reducir la capacidad instalada de 238.89 MW a 216.89 MW (la potencia nominal actual de la Central es de 216.8 MW).

b) **Central Termoeléctrica ILO21**

Mediante Resolución Ministerial N° 395-2000-EM se otorgó autorización de generación para desarrollar actividad de generación en la Central Termoeléctrica ILO21 a favor de EnerSur, la cual tienen una capacidad instalada de 135.2 MW (la potencia nominal actual de la Central es de 135 MW, convirtiéndose en la única central de generación eléctrica a carbón que existe en el Perú).

c) **Central Hidroeléctrica Yuncán**

Mediante Resolución Suprema N° 094-98-EM del 17 de setiembre de 1998, se otorgó a favor de Empresa de Generación de Energía Eléctrica del Centro S.A. (Egecen S.A.) (hoy Activos Mineros), la titularidad de la concesión definitiva para desarrollar las actividades de generación de energía eléctrica en la Central Yuncán, con una capacidad instalada de 130 MW (la potencia nominal de la Central es de 134.2 MW). El Contrato de Concesión respectivo (Contrato de Concesión N° 131-98) fue elevado a escritura pública con fecha 16 de noviembre de 1998 y se encuentra inscrito en la Partida N° 11452729 del Registro de la Propiedad Inmueble de Lima, siendo modificado posteriormente.

Mediante Resolución Suprema N° 028-2002-EM, de fecha 16 de agosto de 2002, Resolución Suprema N° 058-2004-EM de fecha 15 de diciembre de 2004 y Resolución Suprema N° 051-2005-EM de fecha 19 de agosto de 2005, se aprobaron las modificaciones del citado Contrato de Concesión con el fin de extender el plazo para la culminación de la construcción de la Central Yuncán. Dichas modificaciones se encuentran debidamente inscritas en Registros Públicos.

Con fecha 9 de agosto de 2005 Activos Mineros y EnerSur suscribieron el contrato de cesión de posición contractual, en virtud del cual Activos Mineros cede a favor de EnerSur, su posición contractual en el Contrato de Concesión N° 131-98. Dicha cesión de posición contractual fue aprobada por el Estado Peruano e inscrita en el Registro Público correspondiente.

Asimismo, Activos Mineros cuenta con las servidumbres de embalses, obras hidroeléctricas y de tránsito para custodia, conservación y reparación de las obras e instalaciones de la Central Yuncán otorgadas mediante Resolución Ministerial N° 201-2004-MEM/DM, las mismas que fueron debidamente cedidas a favor de EnerSur.

d) **Reserva Fría de Generación Planta Ilo (ILO31)**

Con fecha 20 de enero de 2011, EnerSur (Concesionario) y el Estado de la República del Perú, representado por el MEM (Concedente) suscribieron el Contrato de Concesión "Reserva Fría de Generación – Planta Ilo", de conformidad con el cual, EnerSur abastecerá el Servicio Público de Electricidad suministrando, en condición de reserva fría, la Potencia Contratada y la Energía Asociada, durante el plazo de 20 años, contados desde la fecha de puesta en operación comercial de la Central Termoeléctrica dual en Ilo, cuya potencia efectiva dual estará en el rango de 400 MW +/- 15%. Posteriormente, el 12 de abril de 2012 se suscribió la modificación al Contrato de Concesión "Reserva Fría de Generación

– Planta Ilo”, a fin de sustituir la obligación de presentar el EIA prevista en el Numeral 1 del Anexo 3 de referido Contrato de Concesión, por la obligación de presentar un Plan de Manejo Ambiental (PMA). La suscripción de esta modificación fue aprobada mediante Resolución Ministerial N° 178-2011-MEM/DM del 5 de mayo de 2011.

Mediante Resolución Ministerial N° 546-2011-MEM/DM del 28 de diciembre de 2011 se otorgó autorización a favor de EnerSur S.A. para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica en las instalaciones de la Central Termoeléctrica Reserva Fría de Generación – ILO31, con una potencia instalada de 568.65 MW.

La suscripción de esta modificación fue aprobada mediante Resolución Ministerial N° 178-2011-MEM/DM del 5 de mayo de 2011. Con fecha 2 de abril de 2013, fue suscrita la Segunda Modificación del Contrato de Concesión “Reserva Fría de Generación – Planta Ilo” a efectos de precisar que el desabastecimiento de combustible que ocurra una vez vencido el periodo de operación continua (10 días) constituye una situación de fuerza mayor. La suscripción de esta modificación fue aprobada mediante Resolución Ministerial N° 119-2013-MEM/DM.

e) **Proyecto Quitaracsa**

Mediante Resolución Suprema N° 023-2002-EM, publicada en el Diario Oficial “El Peruano” con fecha 13 de junio de 2002, se otorgó la Concesión Definitiva para el desarrollo de actividades de generación de electricidad en la Central Hidroeléctrica Quitaracsa teniendo en ese momento como titular a S&Z Consultores Asociados S.A. Asimismo, la referida concesión dio lugar a la suscripción del Contrato de Concesión N° 198-2002, el cual fue elevado a escritura pública con fecha 13 de noviembre de 2002 y se encuentra inscrito en la Partida N° 11630205 del Registro de la Propiedad Inmueble de Lima. La Central Hidroeléctrica Quitaracsa se encuentra ubicada en la provincia de Huaylas, departamento de Ancash, y cuenta con una potencia nominal de 112 MW. El diseño de dicha central consta de dos turbinas Pelton, una presa y un túnel de conducción.

Posteriormente, S&Z Consultores Asociados S.A. y la Empresa de Generación Eléctrica Quitaracsa S.A. suscribieron un contrato de cesión de posición contractual, por el cual se cede a favor de esta última la posición en el Contrato de Concesión, dicha transferencia fue aprobada mediante la Resolución Suprema N° 017-2004-EM, publicada en el Diario Oficial “El Peruano” el 15 de marzo de 2004.

Asimismo, posteriormente y mediante (i) Resolución Suprema N° 017-2004-EM, publicada en el Diario Oficial “El Peruano” el 15 de marzo de 2004; (ii) Resolución Suprema N° 002-2005-EM, publicada en el Diario Oficial “El Peruano” el 9 de enero de 2005; (iii) Resolución Suprema N° 075-2005-EM, publicada en el Diario Oficial “El Peruano” el 3 de diciembre de 2005; (iv) Resolución Suprema N° 042-2007-EM, publicada en el Diario Oficial “El Peruano” el 24 de octubre de 2007, y; (v) Resolución Suprema N° 029-2009-EM, publicada en el Diario Oficial “El Peruano” el 22 de mayo de 2009; se modificó el Contrato de Concesión N° 198-2002 conforme a lo señalado en tales Resoluciones Supremas.

Mediante la Resolución Suprema N° 029-2009-EM antes referida, se aprobó la modificación del Cronograma de Obras de la Central Hidroeléctrica Quitaracsa, de acuerdo con el nuevo Calendario Garantizado de Ejecución de Obras (en adelante, el “Calendario de Ejecución de Obras”), siendo la fecha de inicio de obras de dicha central febrero de 2011 y la puesta en servicio de la misma octubre de 2014.

Posteriormente, se transfirió la Concesión Definitiva de Quitaracsa S.A Empresa de Generación Eléctrica a favor de EnerSur, ello como consecuencia de la fusión entre ambas empresas mediante la cual EnerSur absorbió a Quitaracsa S.A. Empresa de Generación Eléctrica, y del convenio de cesión de posición contractual respectivo, dicha transferencia fue aprobada por el MEM, por medio de la Resolución Suprema N° 005-2010-EM, publicada en el Diario Oficial “El Peruano” el 3 de febrero de 2010.

Por otra parte, mediante Resolución Suprema N° 088-2011-EM, publicada en el Diario Oficial “El Peruano” el 6 de noviembre de 2011, se modificó el Contrato de Concesión N° 198-2002 a efectos de ampliar el área de concesión, incluir planos adicionales y variar el presupuesto de obras.

Mediante Resolución Suprema N° 006-2014-EM, publicada el 26 de enero de 2014, el MEM aprobó la sexta modificación al Contrato de Concesión N° 198-2002 correspondiente al Proyecto, que extendió el plazo de ejecución de obras hasta abril de 2015, fecha en la cual el Proyecto debía dar inicio a su operación comercial. Luego de ello, mediante Resolución Suprema N° 039-2015-EM, publicada el 31 de julio de 2015, el MEM aprobó la séptima modificación al Contrato de Concesión N° 198-2002 correspondiente al Proyecto, con la finalidad de ampliar el área de concesión para la instalación del campamento, modificar algunos componentes de la Central y postergar la fecha de puesta en operación comercial de abril a agosto de 2015.

Finalmente, por eventos de fuerza mayor, mediante comunicación QUIT-1-C-ENS-MEM-102 de fecha 19 de agosto de 2015, EnerSur solicitó la extensión de la puesta en operación comercial para el 31 de diciembre de 2015, encontrándose dicha solicitud en evaluación por el MEM. Sin embargo, con fecha 7 de octubre de 2015, el COES otorgó la aprobación de

la operación comercial del Grupo N° 01 de la C.H. Quitaracsca con una potencia efectiva de 57.5 MW a partir del 9 de octubre de 2015 y con fecha 28 de octubre de 2015, el COES otorgó la aprobación de la operación comercial del Grupo N° 2, a partir del 29 de octubre de 2015. En ese sentido, con la entrada en operación comercial del Grupo N° 2 se completó la entrada en operación de la totalidad de la C.H. Quitaracsca, con una potencia efectiva de 118 MW (potencia nominal de 112 MW).

f) Proyecto Nodo Energético Planta Ilo

El 29 de noviembre de 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. Dicho proyecto fue declarado de interés nacional mediante Ley N° 29970.

La central, se ubicará en la provincia de Ilo (Moquegua) y tendrá una capacidad de 600 MW; Además, está en construcción una Línea de Transmisión en 500 KV de aproximadamente 75 Km, entre la C.T. ILO21 y la futura Subestación Montalvo. Actualmente, el Proyecto cuenta con autorización de generación aprobada mediante Resolución Ministerial N° 229-2015-MEM/DM con una potencia instalada de 719.10 MW y con concesión definitiva de transmisión otorgada por Resolución Suprema N° 010-2015-EM para desarrollar la actividad de transmisión de energía eléctrica en la L.T. en 500 KV, desde la S.E. ILO 4 a la S.E. Montalvo.

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

g) Proyecto de Ampliación de la C.T. ChilcaUno

El proyecto denominado ChilcaPlus consiste en la ampliación de la C.T. Chilca Uno, mediante la construcción de una quinta y sexta unidad de generación, que conforman una turbina a gas y una turbina a vapor, y en su conjunto una unidad de generación de ciclo combinado adicional que operará con gas natural y tendrá una potencia instalada de 112.8 MW. En efecto, se tendrá capacidad para operar tanto en ciclo simple (75.4 MW) como en ciclo combinado (112.8 MW). El proyecto contempla la instalación de una nueva Línea de Transmisión en doble terna de 220 KV hasta la Subestación Eléctrica existente en C.T. ChilcaUno. Para el suministro de gas natural se prevé la instalación de un nuevo sistema de tuberías de gas desde la estación de gas existente en la C.T. ChilcaUno. Por su parte, para el suministro de agua se instalará un nuevo sistema de tuberías de agua desalinizada y/o agua desmineralizada desde los tanques de agua ya existentes. El proyecto tiene la finalidad de ampliar la capacidad instalada de la C.T. ChilcaUno.

ii) Concesiones de transmisión y servidumbre

Concesión de Transmisión	Fecha de Resolución	Unidad de Generación
Resolución Suprema N° 132-98-EM	30/12/1998	1) C.T. ILO21 - S.E. Moquegua (Montalvo) 2) S.E. Moquegua (Montalvo) - S.E. Botiflaca 3) S.E. Moquegua (Montalvo) - S.E. Toquepala
Resolución Suprema N° 019-2003-EM	27/03/2003	C.T. ILO - S.E. Botiflaca - S.E. Moquegua
Resolución Suprema N° 028-2006-EM ⁽⁹⁾	27/05/2006	C.H. Yuncán (S.E. Santa Isabel) - S.E. Carhuamayo Nueva
Resolución Suprema N° 068-2006-EM. Esta resolución ha sido modificada por:	12/11/2006	S.E. ChilcaUno - S.E. Chilca 220 KV
Resolución Suprema N° 021-2007-EM	26/05/2007	
Resolución Suprema N° 086-2011-EM	06/11/2011	
Resolución Suprema N° 011-2013-EM. Esta resolución ha sido modificada por	02/03/2013	S.E. Quitaracsca – S.E. Kiman Ayllu
Resolución Suprema N° 091-2014-EM	24/12/2014	
Resolución Suprema N° 047-2015-EM	09/09/2015	
Resolución Suprema 010-2015-EM	16/04/2015	S.E. ILO4 – S.E. Montalvo

Fuente: EnerSur

(9) Con fecha 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.

a) Central Termoeléctrica ILO21

Mediante Resolución Suprema N° 132-98-EM del 30 de diciembre de 1998 se otorgó a EnerSur la Concesión Definitiva por plazo indefinido para desarrollar actividades de transmisión de energía eléctrica sobre las siguientes Líneas de Transmisión: (i) Central ILO 2 – S.E. Moquegua (Montalvo), (ii) S.E. Moquegua (Montalvo) – S.E. Botiflaca, y (iii) S.E. Moquegua (Montalvo) – S.E. Toquepala. El Contrato de Concesión respectivo fue elevado a escritura pública con fecha 22

de enero de 1999 y la concesión otorgada a EnerSur se encuentra inscrita en la Ficha N° 9666 del Registro de la Propiedad Inmueble de Moquegua.

Asimismo, EnerSur cuenta con las servidumbres de electroducto y de tránsito otorgadas por: (i) Resolución Ministerial N° 220-99-EM/VME, correspondiente a las instalaciones de la Subestación de transformación Moquegua; (ii) Resolución Ministerial N° 733-99-EM/VME, correspondiente a sus sistemas de transmisión de electricidad en 220 KV C.T. ILO2 – S.E. Moquegua (Montalvo) y en 138 KV S.E. Moquegua (Montalvo) – S.E. Botiflaca; y (iii) la Resolución Ministerial N° 621-2003-MEM/DM para el sistema de transmisión en 138 KV T170 C.T. ILO1 – S.E. Botiflaca – S.E. Moquegua.

b) Central Hidroeléctrica Yuncán

Mediante Resolución Suprema N° 056-2002-EM de fecha 21 de diciembre de 2002 se otorgó a favor de Empresa de Generación de Energía Eléctrica del Centro S.A. (Egecen S.A.) (hoy Activos Mineros), la titularidad de la Concesión Definitiva para desarrollar las actividades de transmisión de energía eléctrica en la Línea de Transmisión en 220 KV C.H. Yuncán (S.E. Santa Isabel) – S.E. Nueva Carhuamayo, ubicadas en los distritos de Paucartambo y Junín, provincias y departamentos de Pasco y Junín, respectivamente. El contrato de concesión fue elevado a escritura pública con fecha 31 de enero de 2003 y se encuentra inscrita en la Partida N° 11486648 del Registro de Propiedad Inmueble de Lima.

Con fecha 27 de marzo de 2006, Egecen y EnerSur, en el contexto del contrato de usufructo sobre la C.H. Yuncán, suscribieron el contrato de cesión de posición contractual, en virtud del cual Egecen cedió a favor de EnerSur su posición contractual en el Contrato de Concesión N° 203-2002. Dicha cesión de posición contractual fue aprobada por el Estado Peruano mediante Resolución Suprema N° 028-2006-EM publicada en el Diario Oficial “El Peruano” con fecha 27 de mayo de 2006, la cual se encuentra inscrita en la mencionada partida.

c) Central Termoeléctrica ChilcaUno

Mediante Resolución Suprema N° 068-2006-EM de fecha 11 de noviembre de 2006, publicada en el Diario Oficial “El Peruano” con fecha 12 de noviembre de 2006, se otorga a EnerSur la Concesión Definitiva por plazo indefinido para desarrollar actividades de transmisión de energía eléctrica en las Líneas de Transmisión de 220 KV S.E. ChilcaUno a Estructuras T-2, T-3 y T-4. Con fecha 16 de noviembre de 2006, EnerSur suscribió con el Estado Peruano el Contrato de Concesión N° 288-2006. Posteriormente, con fecha 26 de mayo de 2007 se publicó la Resolución Suprema N° 021-2007-EM, mediante la cual se aprobó la modificación del referido contrato a fin de realizar la conexión de la Central Termoeléctrica ChilcaUno a la S.E. Chilca REP mediante una Línea de Transmisión de 220 KV en doble terna (L-2101 y L - 2102), la misma que entró en operación en junio de 2007 en reemplazo de la líneas mencionadas en la Resolución Suprema N° 068-2006-EM.

Posteriormente, mediante Resolución Ministerial N° 534-2007-MEM/DM, publicada el 2 de diciembre de 2007, se impuso con carácter permanente a favor de la Concesión Definitiva de Transmisión antes indicada, la servidumbre de electroducto para la L.T. de 220 KV S.E. ChilcaUno – S.E. Chilca REP.

Posteriormente, con fecha 22 de diciembre de 2011 se suscribió la escritura pública de Modificación al Contrato de Concesión de Transmisión de Energía Eléctrica N° 288-2006 relativa a la variación del trazo de ruta de la Línea de Transmisión de 220 KV en doble terna (L-2101 y L 2102) autorizando la desconexión de la S.E. Chilca REP y la conexión a la S.E. Chilca 220 KV (de propiedad del Consorcio Transmantaro S.A.), pasando a denominarse el nuevo recorrido de ésta Línea de Transmisión de 220 KV (L-2101 y L-2102) S.E. ChilcaUno – S.E. Chilca 220 KV

d) Proyecto Central Hidroeléctrica Quitaracsa

En el caso del Proyecto Central Hidroeléctrica Quitaracsa, EnerSur solicitó el otorgamiento de la concesión de transmisión de energía eléctrica para la Línea de Transmisión de 220 KV (S.E. Quitaracsa - S.E. Kiman Ayllu). Mediante Resolución Suprema N° 011-2013-EM de fecha 2 de marzo de 2013, modificada por la Resolución Suprema N° 091-2014-EM de fecha 24 de diciembre de 2014 y por la Resolución Suprema N° 047-2015-EM de fecha 9 de setiembre de 2015, se otorgó la concesión de transmisión a EnerSur.

e) Proyecto Nodo Energético Planta Ilo

EnerSur fue declarada adjudicataria del concurso “Nodo Energético en el Sur del Perú Planta N° 2 Región Moquegua” promovido por ProInversión. En el marco de este contrato, suscrito el 20 de enero del 2014, entre EnerSur y el Estado Peruano (representado por el MEM) se señala que el Emisor debe instalar una central de generación de 600 MW e implementar una Línea de Transmisión de 500 KV para la conexión al SEIN. Con fecha 16 de abril de 2015, se otorgó a EnerSur la Concesión Definitiva para desarrollar la actividad de transmisión para la Línea de Transmisión en 500 KV S.E. ILO4 – S.E. Montalvo, de una terna, con una longitud de 75 Km.

iii) Licencia de concesión en uso de áreas de mar:

a) Central Termoeléctrica ILO21

EnerSur cuenta con una licencia de concesión en uso de área de mar que comprende un área de 21,378.25 m². En esta área se ha construido un muelle (el cual comprende: i) puente, ii) plataforma, iii) *dolphin*, y iv) área ribereña) que es utilizado para la descarga de carbón mineral para la C.T. ILO21. Esta licencia de concesión fue otorgada mediante Resolución Suprema N° 315-DE-MGP, modificada por Resolución Suprema N° 666-DE-MGP, por un plazo de treinta (30) años renovable contado desde 1999.

En relación con el área acuática entregada en uso y sus operaciones portuarias, EnerSur es titular de los siguientes permisos:

Autorización	Fecha	Concepto
Resolución Directoral N° 476-2000-DCG	19/10/2000	Concesión de uso de área acuática para instalación de tetrápodos dispuestos como protección de costa en Playa Pampa de Palo.
Resolución Ministerial N° 294-2000-DCG	10/07/2000	Concesión de uso de área acuática para instalación de boyas de amarre de primera clase en Playa Pampa de Palo.

Fuente: EnerSur

Asimismo, mediante Oficio N° 095-2006/APN/PD/UPS de fecha 11 de setiembre de 2006, la Autoridad Portuaria Nacional (APN), en respuesta a la consulta de EnerSur, informa que la Instalación Portuaria de EnerSur no califica como Instalación Portuaria Especial, toda vez que en la lista de mercancías peligrosas en el capítulo 3.2 del Código Marítimo Internacional de Mercancías Peligrosas no se encuentra el carbón mineral bituminoso y sub bituminoso.

Adicionalmente, con fecha 10 de marzo de 2008, la APN expidió el Certificado de Seguridad de la Instalación Portuaria en el que se acredita que la instalación portuaria de EnerSur cumple con las condiciones de seguridad de acuerdo a las normas establecidas para su correcta operación.

Por otro lado, en virtud de la Resolución de Gerencia General N° 329-2009-AP/GG se aprobó la Evaluación de Protección de la Instalación Portuaria y por Resolución de Gerencia General N° 334-2009-AP/GG se otorgó a favor de EnerSur la Declaración N° 023-2009-DIP-APN/GG, correspondiente a la Declaración de Cumplimiento de la Instalación Portuaria. Posteriormente, la Resolución de Gerencia General N° 330-2009-AP/GG aprobó el Plan de Protección de la Instalación Portuaria de EnerSur.

Mediante Resolución de Acuerdo de Directorio N° 018-2012-APN/DIR publicada el 5 de mayo de 2012 se otorgó la habilitación portuaria para iniciar las obras de modificación de infraestructura portuaria referidas a la implementación de una nueva infraestructura portuaria, destinada a la instalación de un sistema de descarga de combustible (diésel 2 B5) en el marco del Proyecto Reserva Fría de Generación – Planta Ilo (ILO31), que incluye tubería de combustible, mangas y otras instalaciones, las cuales han sido implementadas dentro de la instalación portuaria que cuenta con las autorizaciones otorgadas a través de la referida Resolución Suprema N° 315-DE/MGP (modificada por Resolución Suprema N° 666-DE/MGP). Asimismo, por Resolución de Gerencia General N° 204-2013-APN/GG de fecha 10 de mayo de 2013, se dio conformidad a las obras de implementación del sistema de descarga de combustible y se autorizó a EnerSur a realizar operaciones con dicha infraestructura.

b) Central Termoeléctrica ILO1

Mediante Resolución Directoral N° 0554-2015-MGP/DGCG, se otorgó a EnerSur el derecho de uso de área acuática por un área total de 412,593 m² para la captación de agua de mar para la Central Termoeléctrica ILO1, la cual se encuentra ubicada en Punta Tablones, distrito de Pacocha, provincia de Ilo, departamento de Moquegua. Dicha resolución se encuentra vigente hasta el 31 de diciembre de 2017.

c) Central Termoeléctrica ChilcaUno

En el marco del proyecto de conversión a Ciclo Combinado de la Central Termoeléctrica ChilcaUno (Proyecto Ciclo Combinado), mediante Resolución Directoral N° 195-2011/DCG de fecha 16 de marzo de 2011, se otorgó a EnerSur el derecho de uso de área acuática de 491,361 metros cuadrados para la instalación de una tubería submarina de captación de agua de mar y un emisor submarino, para la disposición final de las aguas residuales provenientes del proceso de desalinización de la C.T. ChilcaUno.

iv) Derechos de uso de aguas:

a) Central Hidroeléctrica Yuncán

EnerSur cuenta con una licencia de uso de aguas superficiales con fines energéticos para la C.H. Yuncán. Esta licencia fue otorgada mediante Resolución Administrativa N° 086-2005-GRP-DRA-P/ATDRP de fecha 26 de agosto de 2005, modificada mediante Resolución Directoral N° 0058-2009-ANA-DARH y Resolución Directoral N° 0144-2010-ANA-DARH, hasta por un volumen de 30,000 lts/seg. Asimismo, cuenta con una licencia de uso de agua con fines poblacionales de hasta 1.17 lts/seg de las aguas provenientes de los manantiales Chircura, Saucipampa Uno y Saucipampa Dos, ubicados en el sector de Huallamayo, distrito de Paucartambo, provincia y departamento de Pasco, otorgada mediante Resolución Administrativa N° 084-2005-GRP-DRA-P/ATDRP.

b) Central Termoeléctrica ILO21

Mediante Resolución Directoral N° 434-2011-ANA/AAA I C-O del 13 de octubre de 2011 se otorgó a EnerSur la Licencia de Uso de Agua Desalinizada con fines industriales. Asimismo, mediante Resolución Directoral N° 100-2013-ANA/AAA del 21 de febrero de 2013 se otorgó a EnerSur la Licencia de Agua de Mar no Desalinizada con fines industriales.

c) Central Termoeléctrica ILO1

EnerSur viene solicitando la regularización de la obtención de la Licencia de Agua Desalinizada y no Desalinizada para la Central Termoeléctrica ILO1. Actualmente, dicha solicitud viene siendo evaluada por la Autoridad Nacional del Agua (ANA).

d) Central Termoeléctrica ChilcaUno

En el marco del Proyecto Ciclo Combinado, mediante Resolución Directoral N° 170-2011-ANA-DARH de fecha 27 de diciembre de 2011, se autorizó a EnerSur ejecutar obras de aprovechamiento hídrico para el Proyecto Ciclo Combinado. El Planteamiento Hidráulico respectivo consiste en la construcción de obras de extracción de agua de mar, la infraestructura de conducción desde el punto de extracción a la planta desalinizadora, la planta desalinizadora de dos unidades, la conducción desde ésta hasta la planta de generación de energía eléctrica y la conducción de retorno de salmuera desde la planta desalinizadora al mar.

La Licencia de Agua Desalinizada fue aprobada mediante R.D. N° 037-2013-ANA-AAA-Cañete Fortaleza (rectificada por R.D. N° 454-2013-ANA-AAA-Cañete Fortaleza). Mediante Carta GL-2015-020 presentada el 21 de mayo de 2015, EnerSur solicitó a la Autoridad Nacional del Agua la actualización de la Licencia de Agua Desalinizada, lo cual viene siendo evaluado por la autoridad.

Cabe señalar, que mediante Resolución Directoral N° 179-2010-MEM/DM se aprobó el Plan de Manejo Ambiental del Proyecto. Asimismo, EnerSur realizó un cambio en el alcance del Proyecto Ciclo Combinado, respecto al tramo de la ruta de la tubería de conducción, así como la instalación de una línea de suministro de energía y dos cables de fibra óptica para la comunicación de la planta desalinizadora con la C.T. ChilcaUno, lo cual cuenta con certificación ambiental aprobada mediante Informe N° 018-2013-MEM-AAE/ACMC/MM "Plan de Manejo Ambiental Variación del trazo de ruta de Ductos de Agua Desalinizada". El cambio en el tramo de la tubería de conducción implicó que ésta no cruzara el casco urbano sino que bordeara su periferia. En ese sentido, por Resolución Directoral N° 256-2013-ANA-AAA-Cañete-Fortaleza del 26 de julio de 2013 se autorizó a EnerSur la ejecución de la variación de la ruta y por Oficio N° 2165-2014/MEM-DGE (que adjuntó el Oficio N° 10347-2014-OS/GFE) OSINERGMIN dio conformidad a los trabajos ejecutados. Actualmente, mediante Carta GL-2015-020 presentada el 21 de mayo de 2015, EnerSur solicitó a la Autoridad Nacional del Agua la actualización de la Licencia de Agua Desalinizada aprobada mediante R.D. N° 037-2013-ANA-AAA-Cañete Fortaleza (rectificada por R.D. N° 454-2013-ANA-AAA-Cañete Fortaleza), lo cual viene siendo evaluado por la autoridad.

e) Proyecto Central Hidroeléctrica Quitaracsa

Por medio de la Resolución Administrativa N° 029-97-RH-DRA-DRH-AT, se aprobaron los estudios de aprovechamiento hidroeléctrico del Río Quitaracsa y se autorizó el uso del recurso hídrico con la finalidad de ejecutar las obras hidroenergéticas del proyecto de la Central Hidroeléctrica Quitaracsa a favor de la empresa S&Z Consultores S.A. La citada resolución fue modificada por los siguientes actos administrativos que fueron emitidos por la Administración Técnica de Riego del Distrito de Huaraz: (i) Resolución Administrativa N° 090-2002/AG.DR-Ancash/DRH/AT, de fecha 16 de agosto de 2002; (ii) Resolución Administrativa N° 186-2003/AG.DR-Ancash/DRH/AT, de fecha 23 de setiembre de 2003; y, (iii) Resolución Administrativa N° 228-2006/AG.DR-Ancash/DRH/AT, de fecha 8 de agosto de 2006, conforme a lo señalado en dichas Resoluciones Administrativas.

Mediante la Resolución Administrativa N° 186-2003/AG.DR-Ancash/DRH/AT antes referida, se aprobó el cambio de titularidad de la Autorización de Agua con fines energéticos a favor de Quitaracsa S.A. Empresa de Generación Eléctrica.

Posteriormente, por medio de la Resolución Directoral N° 130-2009-ANA-DARH, de fecha 23 de diciembre de 2009, se aprobó (i) el cambio de titularidad de la autorización de ejecución de obras con fines de generación eléctrica a favor de EnerSur, y (ii) la ampliación del plazo para la ejecución de obras de aprovechamientos hídrico, conforme al plazo establecido en el Calendario Garantizado de Ejecución de Obras, aprobado por medio de la Resolución Suprema N° 029-2009-EM, es decir con fecha de finalización 31 de octubre de 2014.

Adicionalmente, como consecuencia de la Optimización del Proyecto, se aprobó la modificación de dicha autorización por medio de la Resolución Directoral N° 0336-2010-ANA/DARH, de fecha 3 de diciembre de 2010, modificándose así el planeamiento hidráulico del proyecto, sin que ello signifique una variación en los plazos aprobados anteriormente. Asimismo, mediante Resolución Directoral N° 109-2013-ANA-DARH, de fecha 10 de octubre de 2013 y Resolución Directoral N° 0861-2014-ANA-AAA-IV-HCH de fecha 31 de octubre de 2014 la ANA aprobó las modificaciones de la Autorización de Ejecución de Obras respecto del planteamiento hidráulico de la central.

A este respecto, cabe recordar que esta Autorización de Ejecución de Obras de Infraestructura Hidráulica garantiza a EnerSur la obtención de la respectiva licencia de uso de agua con fines de generación eléctrica, previa verificación por parte de OSINERGMIN de que las obras hayan sido ejecutadas por EnerSur conforme con los plazos, características y condiciones aprobadas.

Por otro lado, durante la construcción de la central, EnerSur obtuvo los derechos de uso de agua para la ejecución de las obras mediante: (i) Resolución Directoral N° 162-2010-ANA-DARH (modificada por Resolución Directoral N° 0209-2011-ANA-DARH y Resolución Directoral N° 059-2012-ANA-DARH), (ii) Resolución Directoral N° 0958-2014-ANA-AAA IV HCH y (iii) Resolución Directoral N° 0032-2015-ANA-AAA IV HCH.

v) Tratamiento de aguas residuales:

a) Central Termoeléctrica ILO21

Mediante Resolución Directoral N° 5346/2008/DIGESA/SA de fecha 22 de diciembre de 2008, se otorgó la autorización para la operación del Sistema de Tratamiento de Aguas Residuales Industriales para Reuso a favor de EnerSur, correspondiente a la Central Termoeléctrica ILO21, para un volumen anual de 45 mil m³, para ser utilizadas en el riego de áreas verdes de tallo alto como olivos, mioporos, palmeras y gras como reforestación en zonas y/o terrenos de propiedad de la empresa.

En atención al nuevo marco normativo establecido en materia de Recursos Hídricos, siempre y cuando se traten de los mismos fines (como es el caso de la C.T. ILO21 – reúso industrial), no se requiere autorización para la operación del sistema de tratamiento de aguas residuales industriales para reúso.

vi) Derecho de uso de terrenos de propiedad del Estado Peruano e imposición de servidumbre:

Conforme con los términos de la Ley de Concesiones Eléctricas, EnerSur tiene el derecho de usar libre de cargo los terrenos de propiedad del Estado Peruano y de los municipios para el desarrollo de las actividades comprendidas en concesiones definitivas de generación y transmisión de las que sea titular, así como de obtener la imposición de servidumbres sobre propiedad privada para tales actividades. En este último caso, EnerSur deberá compensar al propietario del predio o bienes respectivos, cuando ello corresponda, por dicha imposición y por los daños y perjuicios ocasionados por el uso del terreno afecto a la misma.

A la fecha de elaboración de este Prospecto Marco, las siguientes servidumbres han sido impuestas a favor de las concesiones de las cuales es titular EnerSur:

- a) Servidumbre de embalses, obras hidroeléctricas y de tránsito para custodia, conservación y reparación de las obras e instalaciones de la C.H. Yuncán impuestas mediante Resolución Ministerial N° 201-2004-MEM/DM, las mismas que fueron debidamente cedidas a favor de EnerSur.
- b) Servidumbres de electroducto y de tránsito otorgadas por:

Servidumbres	Fecha de Resolución	Unidad de Generación
Resolución Ministerial N° 220-99-EM/VME	26/05/1999	Servidumbre de electroducto y de tránsito para la S.E. Moquegua, en beneficio de la concesión de transmisión de la cual es titular EnerSur.
Resolución Ministerial N° 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- S.E. Moquegua (Montalvo) y L.T. de 138 KV S.E. Moquegua (Montalvo) – S.E. Botiflaca.
Resolución Ministerial N° 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 - S.E. Botiflaca) – S.E. Moquegua.

Resolución Ministerial N° 323-2006-MEM/DM	20/07/2006	Servidumbre de electroducto de la L.T. de 220 KV de la C.H. Yuncán (S.E.Santa Isabel) – S.E. Nueva Carhuamayo.
Resolución Ministerial N° 534-2007-MEM/DM	02/12/2007	Servidumbre de electroducto de la L.T. de 220 KV S.E. ChilcaUno – S.E. Chilca REP

Fuente: EnerSur

vii) Permisos y autorizaciones ambientales:

A la fecha de elaboración de este Prospecto Marco, EnerSur ha cumplido con implementar las medidas de mitigación previstas en el PAMA para las instalaciones que conforman ILO1 y viene cumpliendo con los compromisos contemplados en los instrumentos de gestión ambiental. Asimismo, EnerSur ha cumplido con presentar todos los reportes y ha sido sometido a las inspecciones a cargo de entidades designadas por OSINERGMIN/OEFA que las Leyes Aplicables en materia ambiental exigen para las empresas del sector, tanto en sus instalaciones de ILO1, ILO21, Yuncán y ChilcaUno.

Debe indicarse que, respecto de las instalaciones que conforman ILO1, en el caso que se produzca un cambio en las leyes ambientales que afecte adversamente a EnerSur, conforme al PPA con SPCC esta tendría derecho a ser compensada por SPCC a fin de que los efectos de dicha modificación legal le resulten económicamente indiferentes.

En el caso de ILO21, el MEM aprobó el EIA de la planta de generación y los sistemas de transmisión, habiendo aprobado la Dirección General de Capitanías y Guardacostas de la Marina de Guerra del Perú el EIA de las instalaciones marítimas que conforman ILO21. La operación de ILO1 e ILO21 no solamente está sometida a las normas que regulan los efectos de sus actividades en el medio terrestre y las personas sino, también, en el medio marítimo y su flora y fauna. Adicionalmente, en el 2014 se obtuvieron las autorizaciones provisional y definitiva de vertimientos de aguas de la C.T. ILO1 y C.T. ILO21, respectivamente.

Cabe señalar que mediante Resolución Directoral N° 074-2012-MEM-AAE del 21 de marzo de 2012, se aprobó la actualización del PMA de la Central Termoeléctrica ILO21-PAVER, para su adecuación a la Cuarta Disposición Complementaria Transitoria del Reglamento de la Ley de Recursos Hídricos (D.A. N° 001-2010-AG). Asimismo, mediante Resolución Directoral N° 198-2012-MEM-AAE del 1 de agosto de 2012 se aprobó la actualización del PMA de la Central Termoeléctrica ILO21 de acuerdo al D.S. N° 023-2009-MINAM relacionado con la implementación de los Estándares Nacionales de Calidad Ambiental (ECA) para agua. Además, durante el 2014 se obtuvo la aprobación del Informe Técnico Sustentatorio (ITS) de la caldera de vapor auxiliar en la C.T. ILO21.

Por su parte, el Proyecto Reserva Fría de Generación-Planta Ilo cuenta con un PMA aprobado por Resolución N° 293-2011-MEM-AAE del 13 de octubre de 2011.

En el caso de la Central Yuncán, las instalaciones de generación y transmisión de electricidad que conforman la misma cuentan con EIAs aprobados por el MEM, estando EnerSur en obligación de cumplir con los mismos. Los impactos ambientales y sociales significativos que dicha central pudiera producir fueron identificados en los EIAs antes mencionados, los cuales contienen las medidas preventivas para minimizar, entre otros, la contaminación de las aguas y suelo por los efluentes de la Central Hidroeléctrica Yuncán y la generación de residuos.

En el caso de la Central Termoeléctrica ChilcaUno, las tres unidades de generación eléctrica cuentan con EIAs aprobados por la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos del MEM, estando EnerSur en obligación de cumplir con los mismos. Asimismo, las instalaciones de transmisión de energía eléctrica de la referida Central cuentan con el Programa de Manejo Ambiental, aprobado por el MEM.

Tratándose del Proyecto de conversión a Ciclo Combinado de la Central Termoeléctrica ChilcaUno, se cuenta con un Plan de Manejo Ambiental aprobado por la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos a través de la Resolución Directoral N° 123-2010-MEM-AAE del 5 de abril de 2010. Asimismo, EnerSur realizó un cambio en el alcance del Proyecto Ciclo Combinado, respecto al tramo de la ruta de la tubería de conducción, así como la instalación de una línea de suministro de energía y dos cables de fibra óptica para la comunicación de la planta desalinizadora con la C.T. ChilcaUno, lo cual cuenta con certificación ambiental aprobada mediante Informe N° 018-2013-MEM-AAE/ACMC/MM "Plan de Manejo Ambiental Variación del trazo de ruta de Ductos de Agua Desalinizada", el cambio en el tramo de la tubería de conducción implicó que ésta no cruzara el casco urbano sino que bordease su periferia. Debido a que los trabajos ya fueron aprobados, actualmente EnerSur ha solicitado la actualización de la Licencia de Agua Desalinizada otorgada mediante RD N° 037-2013-ANA-AAA Cañete Fortaleza; asimismo, respecto al vertimiento industrial de la planta desalinizadora, EnerSur cuenta con Autorización de Vertimiento aprobada mediante Resolución Directoral N° 213-2014-ANA-DGCRH recibida el 20 de octubre de 2014.

En el caso del Proyecto de la Central Hidroeléctrica Quitaracsa, se cuenta con un EIA, aprobado por Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos del MEM, a través de la Resolución Directoral N° 0128-2004-MEM-AAE, de fecha 26 de agosto de 2004. Adicionalmente, se cuenta con dos PMA, aprobado por medio de la Resolución Directoral N° 324-2010-MEM-AAE y por el Informe N° 037-2013-MEM-AAE/ACMC/MM, de fecha 15 de setiembre de 2010 y 12 de agosto de 2013,

respectivamente, emitidos por la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos del MEM; los mismos que contaron con las opiniones previas del Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas por el Estado y de la Autoridad Nacional del Agua. Cabe precisar que el PMA Optimización y PMA Modificación del Proyecto no sustituyen al EIA, sino que lo complementan y modifican considerando los cambios efectuados al diseño del proyecto por medio de la Optimización y Modificación del Proyecto. Adicionalmente, en el 2014 se obtuvo el Informe Técnico Sustentatorio (ITS) de la modificación de la toma San Mateo de la C.H. Quitaracsa.

Asimismo cabe mencionar que EnerSur cuenta desde el año 2003 con la certificación del sistema de gestión integrado ISO 9001:2000; ISO 14001:1996 y OHSAS 18001:1999 después de una auditoría realizada por la empresa SGS.

Por otro lado, en el 2014 se obtuvo el EIA del Nodo Energético Planta Ilo.

Autorización para mantener su contabilidad en moneda extranjera

Mediante Resolución de Intendencia N° 12-4-043363 del 1 de julio de 1998, la SUNAT autorizó a EnerSur a llevar su contabilidad en moneda extranjera a partir del ejercicio 1998.

Todos los permisos, concesiones, autorizaciones, servidumbres y licencias antes señaladas se encuentran vigentes conforme a lo previsto en las Leyes Aplicables.

Autorización para emitir comprobantes de pago electrónicos

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

8.8. Políticas o Planes de Inversión

EnerSur mantiene su búsqueda de oportunidades de inversión en nuevos proyectos con el objetivo de atender las necesidades de la demanda eléctrica. En este sentido desarrolla proyectos de generación termoeléctrica, hidroeléctrica o basada en energías renovables (esto último bajo el marco de la Promoción de la Inversión con Energías Renovables, detallado en el acápite 9.17 de este Prospecto Marco), así como busca oportunidades de crecimiento mediante la adquisición de activos de terceros, existentes o en etapa de desarrollo.

8.9. Relación Económica con Otras Empresas en Razón de Préstamos o Garantías que Comprometan más del 10% del Patrimonio de EnerSur

- El 4 de junio de 2010, EnerSur firmó con el Banco de Crédito del Perú un contrato de arrendamiento financiero a un plazo de 10 años (3 años de desembolso y 7 años de repago) para financiar el Proyecto Ciclo Combinado, el cual consiste en el cierre de los ciclos de las turbinas de gas de la C.T. ChilcaUno, por un monto de hasta US\$ 310 millones. En noviembre de 2012 finalizaron los desembolsos, de esta manera, la obligación de pago ascendió a US\$ 299.5 millones. La primera cuota de amortización se realizó en marzo de 2013 y el total será cancelado en diciembre de 2019. Al 30 de junio de 2015 las obligaciones pendientes de pago ascienden a US\$ 192.5 millones.
- En enero de 2011, EnerSur suscribió dos contratos de arrendamiento financiero con el Banco de Crédito del Perú y BBVA Banco Continental a un plazo de 8 años (2 años de desembolso y 6 años de repago) para financiar el Proyecto Reserva Fría de Generación – Planta Ilo, por montos de hasta US\$ 100 millones cada uno. En agosto de 2013 finalizaron los desembolsos, de esta manera la obligación total en virtud de los dos contratos ascendió a US\$ 92.9 millones y US\$ 95.7 millones, respectivamente (US\$ 188.7 millones). La primera cuota de amortización se realizó en agosto de 2013, y el total adeudado será cancelado en mayo de 2019. Al 30 de junio de 2015 la obligación asciende a US\$ 132.8 millones.
- En mayo de 2013, se suscribió el Contrato de Arrendamiento Financiero de Bienes entre EnerSur S.A. y Scotiabank Perú S.A.A. por un monto de hasta US\$ 70 millones a un plazo de 4 años (2 años de desembolso y 2 años de repago) para el financiamiento de la adquisición de parte de los Bienes del Proyecto Central Hidroeléctrica Quitaracsa conforme estos se encuentran definidos en dicho contrato. De acuerdo a lo establecido en el Contrato, con fecha 22 de junio de 2015 se incrementó el monto del capital financiado hasta US\$ 72 millones. Al 30 de junio de 2015, los desembolsos efectuados ascienden a US\$ 56.3 millones.
- En junio de 2014, EnerSur suscribió un Contrato de Préstamo sin garantía, por la suma de US\$ 100 millones a un plazo de 6 años, con los bancos Sumitomo Mitsui Banking Corporation y The Bank of Tokyo-Mitsubishi UFJ, Ltd., como agente administrativo. Los fondos de este préstamo fueron utilizados en su totalidad para efectuar prepagos de préstamos

financieros de corto plazo que EnerSur mantenía a la fecha de desembolso. El vencimiento de este préstamo es en junio de 2020.

- En julio de 2014, EnerSur suscribió dos Contratos de Arrendamiento Financiero de Obras y Bienes con el BBVA Banco Continental y el Banco de Crédito del Perú, por un monto de hasta US\$ 290 millones (US\$ 145 millones cada uno) a un plazo de 7.5 años (2.5 años de desembolso y 5 años de repago) para financiar la ejecución del Proyecto Nodo Energético del Sur del Perú – Planta Ilo. Al 30 de junio de 2015, los desembolsos realizados ascienden a US\$ 98.8 millones (US\$ 58.1 millones de BBVA Banco Continental y US\$ 40.8 millones de Banco de Crédito del Perú).
- En octubre de 2014, EnerSur suscribió dos contratos de Arrendamiento Financiero de Obras y Bienes con BBVA Banco Continental, por un monto total de hasta US\$ 125 millones a un plazo de 8 años (2 años de desembolso y 6 años de repago) para financiar la ejecución del Proyecto de Ampliación de la Central Termoeléctrica ChilcaUno. Al 30 de junio de 2015, los desembolsos realizados ascienden a US\$ 42.1 millones.
- Al 30 de junio de 2015, la empresa cuenta con préstamos bancarios de vencimiento corriente y sin garantía específica, para el financiamiento de proyectos que corresponden a pagarés bancarios en moneda extranjera por un total de US\$ 105 millones.

8.10. Personal de la Empresa

A junio de 2015, del total de empleados, 386 son permanentes y 91 son temporales. La variación del personal en los últimos años se muestra en el siguiente cuadro:

N°	Junio 2015	2014	2013	2012
Plana Gerencial	7	7	7	7
Empleados	470	458	432	414
Total	477	465	439	421

Fuente: EnerSur

Asimismo, EnerSur cuenta con un sindicato con el cual se suscribió con fecha 7 de agosto de 2013 la Convención Colectiva por el período entre el 1 de enero de 2013 al 31 de diciembre de 2015, mediante la cual, entre otros beneficios, se otorgaron incrementos en las remuneraciones y en las bonificaciones por tiempo de servicio a dichos trabajadores.

9. Administración

9.1. Directorio

En el siguiente cuadro se muestra la relación de Directores de EnerSur y su fecha de inicio en el Directorio.

Nombre	Cargo	Desde
Manlio Alessi	Presidente del Directorio	Ago-01
Philip De Cnudde	Director Titular	Feb-14
André Canguçu	Director Titular	Mar-05
Hernán Ruiz de Somocurcio	Director Titular	Mar-07
Jaime Cáceres	Director Titular	Mar-13
Ricardo Briceño	Director Titular	Mar-13
Jan Sterck	Director Titular	Mar-13
Daniel Cámac	Director Alterno	Mar-13
Dante Dell'Elce	Director Alterno	Feb-04
Eduardo Milligan	Director Alterno	Mar-13
Gilda Spallarossa	Director Alterno	Abr-15
Juan José Marthans	Director Alterno	Mar-13
Michel Gantois	Director Alterno	Sept-13
Raúl Ortiz de Zevallos	Director Alterno	Mar-11

Fuente: EnerSur

Manlio Alessi

Ha desempeñado diferentes funciones en el área financiera en Europa, en bancos como EBC, BBL, ING, en grupos industriales (entre ellos el grupo estatal italiano EFIM y Eternit) y en la Comisión Europea. En 1997 fue designado Gerente de Administración y Finanzas de EnerSur, cargo que desempeñó hasta julio de 2001. Posteriormente, de agosto de 2001 a diciembre de 2008 ejerció el cargo de Gerente General de Suez Energy Andino S.A. en Chile. En agosto de 2001, fue designado Delegado General de GDF SUEZ para Chile y el Perú, y alcanzó el puesto de *Country Manager* en el Perú en octubre de 2009. Desde el 2003 es *Chief Business Developer* (Jefe de Desarrollo de Negocios) para los países andinos. En marzo de 2008 fue designado Presidente del Directorio de GDF SUEZ Energy Perú S.A. El señor Alessi tiene una licenciatura en Ciencias Económicas Aplicadas por la Universidad Católica de Lovaina, Bélgica.

Philip De Cnudde

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

André Canguçu

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

Hernán Ruiz de Somocurcio

Su amplia experiencia en la banca incluye haber sido fundador y Gerente General del Banco Interamericano de Finanzas, Gerente General Adjunto del Banco Sudamericano, representante del Banco de Crédito e Inversiones de Chile y ocupar diversas gerencias en el Banco de Crédito del Perú. Además, fue Gerente de la sucursal de Lima del Banco del Sur del Perú, Gerente de créditos de la Financiera de Crédito del Perú, Gerente de créditos del Banco Nor Perú, Subgerente del BBVA Continental, entre otros cargos. Actualmente es Director de empresas vinculadas a servicios financieros y a la industria pesquera y, desde el 2011 de EnerSur, además de ser consultor de empresas en diferentes rubros. Entre otras actividades, ha sido fundador y Presidente de la Cámara de Comercio Peruano-Chilena por varios años. Es Economista por la Universidad Católica Santa María y ha participado en varios cursos, tanto en el Perú como en el extranjero.

Jaime Cáceres

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

Ricardo Briceño

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

Jan Sterck

Se desempeña como Director de EnerSur desde marzo de 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. Entre 1993 y 2006 estuvo encargado de diferentes actividades en operaciones y gestión de proyectos por productores de energía independientes en Indonesia, Canadá, Omán, Italia, Chile, Singapur, Tailandia y España. En 2006 ocupó el puesto de Vicepresidente *Senior* 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, ocupa actualmente el cargo de Presidente de Construcción en la actual GDF SUEZ Branch Energy International. Tiene un grado académico en Ingeniería Industrial y ha seguido cursos de Administración de Empresas en INSEAD (European Centre for Executive Development), Francia.

Dante Dell'Elce

Es Director Alterno de EnerSur desde el año 2004. Se unió al Grupo GDF SUEZ en 1992 y actualmente tiene la posición de Director Financiero Regional de Latinoamérica, mientras a la vez es responsable de la operación en Argentina, como Country Manager. Además es miembro del Comité de Dirección Regional de Latinoamérica del Grupo y ocupa posiciones de Director (titular y/o alterno) en las empresas del Grupo en Argentina, Uruguay y Chile. En 1997, fue nombrado CFO durante las etapas de construcción y puesta en marcha en el proyecto Gasoducto Nor Andino para el transporte de gas entre Argentina y Chile. En 1999, fue designado como CFO de Litoral Gas (Argentina), posición que ocupó hasta el fin de 2002. Desde 2003, tuvo a su cargo la posición de Head of Business Control para la región Latinoamérica, habiendo sido nombrado como Country Manager para Argentina en 2004. Previamente a su experiencia en el Grupo, Dante se desempeñó en diferentes empresas en los sectores de petroquímica, alimentos y bebidas en Argentina, en particular en el Grupo Cervecerías Quilmes donde ocupó diversas posiciones gerenciales tanto a nivel operacional como a nivel de la casa matriz del Grupo. Se graduó como Contador Público y Licenciado en Administración de Empresas en la Universidad Nacional de Rosario – Argentina y asistió al programa General Management Program CEDEP en INSEAD/Fontainebleau (Francia).

Raúl Ortiz de Zevallos

Es Director Alterno de EnerSur desde Marzo de 2013. Adicionalmente, es presidente del Directorio de Consorcio La Parcela y director de Licsa, de Almacenera Grau, de Agrícola Comercial & Industrial (Acisa), Inversiones Quinta Heeren y Barrialto. Es miembro del Consejo Directivo de la Asociación Cultural Peruano Británica, director alterno elegido por los fondos administrados por las AFP de Enersur (Grupo Suez) y asesor del Directorio del Sindicato Minero de Orcopampa, empresa de la que ha sido director entre 1999 y el 2009. Ha sido viceministro de Turismo y de Comercio y director de empresas como Inversiones Cofide, Fertilizantes Sintéticos, Prolansa (Grupo Armco) y Cervecería del Norte (Grupo Backus). Ha sido presidente del Club Nacional entre el 2002 y el 2004. Es abogado por la Pontificia Universidad Católica del Perú, donde ha ejercido la docencia.

Juan José Marthans

Es Director Alterno de EnerSur desde Marzo de 2013. Fue Superintendente de Banca, Seguros y Administradoras Privadas de Fondos de Pensiones desde el año 2002 hasta marzo de 2007. Ha sido miembro del Directorio del Banco Central de Reserva del Perú así como Director del INDECOPI. Es Director y profesor del Área de Economía de la Escuela de Dirección de la Universidad de Piura y Miembro del Comité del Programa Internacional de Dirección Financiera de la Universidad de Piura. Ha sido docente de banca y política económica en

la Universidad de Lima y en la Universidad del Pacífico, además de Director de empresas diversas. Es Economista de la Universidad de Lima y tiene un Máster en Banca y Finanzas de la misma Universidad. Ha realizado estudios de postgrado en la Universidad de Chicago y en la Universidad de Colorado-USA.

9.2. Cambios en el Directorio en los últimos periodos

El actual Directorio fue designado mediante Junta General de Accionistas de fecha 12 de marzo de 2013. A partir de esa fecha únicamente se ha efectuado la siguiente modificación en su composición:

ENERSUR S.A.	
Anterior Director Alterno	Actual Directora Alterna
Axel Van Hoof (hasta mar-15)	Gilda Spallarossa Lecca (desde abr-15)
Vigente hasta marzo de 2016	
Fuente: EnerSur	

9.3. Principales Ejecutivos

Nombre	Cargo	Desde
Michel Gantois	Gerente General	Oct-13
Adrianus Van Den Broek	Gerente de Operaciones	Ago-12
Daniel Cámac	Gerente Comercial y de Regulación	May-12
Vincent Vanderstockt	Gerencia de Planificación de Proyectos e Implementación	May-12
Eduardo Milligan	Gerencia de Finanzas, Organización y Capital Humano	Feb-13
Alejandro Prieto	Gerente de Asuntos Corporativos	Jul-10
Gilda Spallarossa	Gerente Legal	Abr-15

Fuente: EnerSur

Michel Gantois

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

Adrianus Van Den Broek

Ocupa el cargo de Gerente de Operaciones de EnerSur desde agosto de 2012, tras desempeñarse como Superintendente de Central de EnerSur. Ha sido Ingeniero de DCS/Scada en Heineken, teniendo a su cargo las Jefaturas de Turno, Operaciones, Electricidad y Utilities. Ha ocupado distintos cargos en el grupo GDF SUEZ tanto en Jefaturas de Mantenimiento y de Planta, como en la Superintendencia de la Zona Sur y la Dirección de Operaciones en Electrabel-Holanda, con más de 5,000 MW de capacidad instalada. Es Ingeniero Electrónico por The Hague University of Applied Sciences, Países Bajos, con un Executive MBA en INSEAD, París, y Master de Gestión General en Nyenrode Business Universiteit, Breukelen, Países Bajos.

Daniel Cámac

Se desempeña como Gerente Comercial y de Regulación de EnerSur desde mayo de 2012. Anteriormente, ejerció el cargo de Viceministro de Energía en el MEM. Trabajó en OSINERGMIN como Gerente de la División de Regulación de Generación y Transmisión Eléctrica. Es Ingeniero Electricista graduado de la Universidad Nacional del Centro del Perú. Ha obtenido el grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería en la Pontificia Universidad Católica de Chile, así como un Máster en Administración de Negocios en la Universidad ESAN del Perú. Estudió un Doctorado en Ciencias en la Pontificia Universidad Católica de Río de Janeiro, Brasil. Asimismo, ha realizado otros estudios de especialización en Argentina, Brasil y Estados Unidos.

Vincent Vanderstockt

Se encuentra a cargo de la Gerencia de Planificación, Proyectos e Implementación de EnerSur desde mayo de 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

Está a cargo de la Gerencia de Finanzas, Organización y Capital Humano desde el 1 de febrero de 2013, se desempeñó previamente como Gerente de Organización y Capital Humano, Subgerente de Finanzas de EnerSur y Senior Manager de GDF SUEZ Latin America en la división de *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 de 2010. Anteriormente se desempeñó como subgerente de Comunicación de Edegel, del Grupo Endesa, y ha sido director de Proyectos en Apoyo Comunicación Corporativa, empresa del Grupo Apoyo. Cuenta con un grado de Economía del Ithaca College en Nueva York (Estados Unidos) y un MBA de la Universidad Adolfo Ibáñez, de Santiago de Chile.

Gilda Spallarossa

Está a cargo de la Gerencia Legal desde el 1 de abril de 2015 y se incorporó a EnerSur el 9 de agosto de 2012 como Gerente Legal Adjunto. Es egresada de la Pontificia Universidad Católica del Perú, de la carrera de Derecho. Tiene un Master en Derecho Público IDEC de la Universidad Pompeu Fabra de Barcelona. Su anterior experiencia laboral ha sido como Socia en Miranda & Amado Abogados, en los rubros de Gas & Electricidad, proyectos de infraestructura, derecho administrativo, derecho civil y litigios. Asumió la Gerencia Legal de EnerSur el 1 de abril de 2015.

9.4. Vinculación entre Miembros del Directorio y la Plana Gerencial

El Directorio cuenta con siete miembros titulares, cada uno con su respectivo Director alterno. Es importante mencionar que tres de los Directores titulares son independientes. Asimismo, 1 de los 3 directores independientes tiene un director alterno dependiente.

Los actuales Directores independientes formularon declaraciones juradas, al momento en que fueron designados indicando que: (i) no tenían vinculación con la administración o el accionista principal de EnerSur, y (ii) que no tienen participación en el capital social de EnerSur ni de su accionista principal que le permitan tener presencia en sus Directorios; y (iii) que no eran Directores ni Gerentes de alguna de las personas jurídicas que conforman el grupo económico de EnerSur, ni de ningún accionista principal (es decir, que ostente más del 5% del capital social) de EnerSur.

9.5. Directores Independientes/Dependientes

Los directores independientes son:

Nombre	Cargo
Hernán Ruiz de Somocurcio	Director Independiente
Jaime Cáceres	Director Independiente
Ricardo Briceño	Director Independiente

Fuente: EnerSur

Los directores dependientes son:

Nombre	Cargo
Manlio Alessi	Director Dependiente
Philip De Cnudde	Director Dependiente
André Canguçu	Director Dependiente
Jan Sterck	Director Dependiente

Fuente: EnerSur

10. Análisis del Sector y su Regulación

10.1. Marco Regulatorio del Sector Eléctrico

El marco regulatorio para el desarrollo de actividades eléctricas en el Perú está principalmente integrado por la Ley de Concesiones Eléctricas y su reglamento, aprobado por Decreto Supremo N° 09-93-EM, la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, aprobada por Ley N° 28832, así como sus respectivas modificatorias, la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobada por Decreto Supremo N° 020-97-EM, el Reglamento de Transmisión, aprobado por Decreto Supremo N° 027-2007-EM, el Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 029-94-EM, la Ley Antimonopolio y Antiloligopolio del Sector Eléctrico, aprobada por Ley N° 26876, y su reglamento, aprobado por Decreto Supremo N° 017-98-ITINCI, la Ley de Creación del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía, aprobada por Ley N° 26734, la Ley Marco de los Organismo Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, aprobada por Ley N° 27332 y su reglamento, aprobado por Decreto Supremo N° 042-2005-PCM, el Reglamento General del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM y sus respectivas modificatorias, el Reglamento de Supervisión de las Actividades Energéticas y Mineras de OSINERGMIN aprobado por Resolución N° 171-2013-OS/CD, el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, aprobado por Decreto Supremo N° 022-2009-EM, el Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad aprobado por Decreto Supremo N° 049-2005-EM (cuyo marco de la Comunidad Andina de Naciones (CAN) es la Decisión CAN 536, la cual actualmente se encuentra suspendida por la Decisión CAN 757), y por el Reglamento Interno para la Aplicación de la Decisión CAN 757 aprobado por Decreto Supremo N° 011-2012-EM, así como por las normas complementarias y modificatorias correspondientes.

Algunas de las características más representativas del modelo regulatorio peruano para el desarrollo de las actividades eléctricas son (i) la desintegración vertical o segmentación de las tres principales actividades: generación, transmisión y distribución; (ii) la libre determinación de los precios de generación (potencia y energía) para el suministro eléctrico a Usuarios Libres; (iii) la regulación de las tarifas de generación para el suministro destinado al Servicio Público de Electricidad, (iv) la regulación de las tarifas de transmisión y distribución para toda clase de suministros; y (v) la administración privada de la operación de los sistemas eléctricos interconectados bajo principios de eficiencia, minimización de costos y garantía de calidad y confiabilidad en el suministro de electricidad.

Se han dictado diversas normas que han introducido importantes modificaciones adicionales a la regulación del sector, básicamente en lo referido al cálculo del costo marginal de corto plazo, la remuneración de la Potencia Firme de centrales termoeléctricas y a los mecanismos para dar solución a la congestión del ducto de transporte de gas natural, proveniente de los yacimientos de Camisea. Las principales modificaciones son el Decreto de Urgencia N° 049-2008, el Decreto Legislativo N° 1041, que modificó diversas normas del marco normativo eléctrico, y el Decreto de Urgencia N° 037-2008, que dictó medidas para asegurar el abastecimiento oportuno de energía eléctrica al SEIN.

El Decreto de Urgencia N° 049-2008 publicado el 18 de diciembre de 2008 estableció que desde el 1 de enero de 2009 hasta el 31 de diciembre de 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 y, además, se determinó que el MEM deberá fijar un valor límite a ese Costo Marginal Idealizado (CMgl). Dicho valor límite fue fijado mediante Resolución Ministerial N° 607-2008-MEM-DM en S/. 313.50 por MWh. Las centrales de generación que operen y tengan un costo variable mayor al CMgl reciben una compensación que es pagada por la demanda mediante un cargo adicional al Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión (PCSPT). Mediante el Decreto de Urgencia N° 079-2010, del 18 de diciembre de 2010, se extendió la vigencia del régimen de cálculo de los costos marginales sin restricción de transmisión de electricidad, hasta el 31 de diciembre de 2013. Posteriormente mediante la Décima Disposición Complementaria Final de la Ley N° 30115, publicada el 2 de diciembre de 2013, se amplió su vigencia hasta el 31 de diciembre de 2016.

El Decreto Legislativo N° 1041 modificó, entre otras cosas, la definición de Potencia Firme contenida en el numeral 12 del Anexo de Definiciones de la Ley de Concesiones Eléctricas estableciendo que sólo tendrían derecho a la remuneración mensual por Potencia Firme las unidades de generación termoeléctricas que tengan asegurado el suministro continuo y permanente del combustible mediante contratos que lo garanticen o stock disponible. Asimismo, estableció que la nueva definición entraría en vigencia a los 18 meses contados desde la finalización de la oferta pública de capacidad a que se refiere el Decreto Supremo N° 016-2004-EM (oferta pública de capacidad de Transportadora de Gas del Perú S.A.). Adicionalmente, el Decreto Legislativo N° 1041 estableció incentivos a la contratación del Servicio Firme de transporte de gas natural.

Mediante Decreto Supremo N° 001-2010-EM publicado el 5 de enero de 2010 se precisó que dado que la oferta pública de capacidad de Transportadora de Gas del Perú S.A. finalizó el 16 de febrero de 2009, la nueva definición de Potencia Firme entraría en vigencia el 16 de agosto de 2010 regulándose temporalmente los requisitos para la remuneración mensual por Potencia Firme para unidades de generación termoeléctrica (contar con contratos a firme por volúmenes suficientes para operar al 100% de la capacidad de generación por un horizonte de un año o contar con stock disponible de gas natural que permita la operación a plena carga como mínimo quince días de autonomía durante horas punta y, en caso no se cumpla con los supuestos anteriores, la Potencia Firme se reduciría proporcionalmente).

Sin embargo, el 29 de abril de 2010 se promulgó el Decreto de Urgencia N° 032-2010, que dejó sin efecto el incentivo a la contratación del Servicio Firme y la nueva definición de Potencia Firme (establecidos por el referido Decreto Legislativo N° 1041).

Mediante Resolución OSINERGMIN N° 025-2012-OS/CD se aprobó el Procedimiento COES N° 25 “Factores de Indisponibilidad de Unidades de Generación” donde se regularon los criterios para la determinación de factores de indisponibilidad para el cálculo de los Ingresos Garantizados por Potencia Firme estableciéndose que para las empresas que operan con gas natural se calculará la capacidad garantizada de transporte en función de su transporte firme contratado.

Mediante Decreto Supremo N° 032-2012-EM, publicado el 30 de agosto de 2012, se dictaron medidas transitorias sobre el mercado de electricidad. Dicha norma establece que en ese entonces se encontraba en ejecución la ampliación del sistema de transporte de gas natural, de acuerdo con la Adenda al Contrato BOOT de Transportadora de Gas del Perú S.A. aprobada por Resolución Suprema N° 024-2011-EM y mientras dicha ampliación culmine los generadores se encontraban imposibilitados de contar con capacidad de transporte a firme. Así, el Decreto Supremo N° 032-2012-EM estableció que hasta que se cumpliera con la ampliación de la capacidad de transporte de gas natural según la Adenda suscrita entre Transportadora de Gas del Perú S.A. y el Estado Peruano, aprobada por Resolución Suprema N° 024-2011-EM, se consideraría que se cumple con garantizar el transporte de gas natural para cada unidad termoeléctrica, si la respectiva capacidad contratada a firme corresponde o excede el volumen requerido para operar a potencia efectiva durante las horas punta del día. Asimismo, se estableció que el COES propondría a OSINERGMIN las modificaciones a los Procedimientos Técnicos que correspondan.

El Decreto Legislativo N° 1041 también creó el cargo de “compensación por seguridad de suministro” para los generadores eléctricos que operen con gas natural y que tengan equipos o instalaciones que permitan la operación alternativa de su central con otro combustible. Bajo este régimen se licitaron y construyeron las unidades denominadas Reserva Fría, con una capacidad acumulada de aproximadamente 900 MW.

Por su parte, el Decreto de Urgencia N° 037-2008 dictó las disposiciones necesarias para asegurar en el corto plazo el abastecimiento de energía eléctrica en el SEIN regulando la declaración de situaciones de restricción temporal de generación y las medidas a adoptarse en dichos supuestos (requerimientos a las empresas donde el Estado tenga participación mayoritaria para que efectúen las adquisiciones de obras, bienes y servicios necesarios, los cuales serían cubiertos mediante un cargo adicional en el PCSPT). De conformidad con el Decreto de Urgencia N° 049-2011 estas medidas estarán vigentes hasta el 31 de diciembre de 2013. Posteriormente, el 17 de diciembre de 2014 se publicó el Decreto Supremo N° 044-2014-EM, que dicta disposiciones orientadas a brindar confiabilidad a la cadena de suministro de energía ante situaciones temporales de falta de capacidad de producción o de transmisión, en el contexto de la Ley N° 29970, donde establecen que los costos totales que se incurran en la implementación de las medidas temporales que incrementen o restituyan la seguridad del suministro de electricidad, serán cubiertos mediante el cargo de confiabilidad de la cadena de suministro, y asumido por toda la demanda que es atendida por el Sistema Nacional. El 27 de junio de 2015 con Resolución OSINERGMIN N° 140-2015-OS/CD se aprobó la normativa que determina el Cargo de Confiabilidad de la Cadena de Suministro de Energía.

Por otro lado, el 2 de mayo de 2008 se publicó el Decreto Legislativo N° 1002, Ley de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables, el mismo que se encuentra actualmente reglamentado por Decreto Supremo N° 012-2011-EM. Estas normas buscan promover el desarrollo de nueva generación eléctrica mediante el uso de Recursos Energéticos Renovables.

Asimismo, el 22 de diciembre de 2012 se publicó la Ley N° 29970, ley que declara de interés nacional la implementación de medidas para el afianzamiento de la seguridad energética y promueve el desarrollo del polo petroquímico en el sur del país. Bajo su amparo se ha licitado la construcción y operación de dos Centrales Termoeléctricas del proyecto Nudo Energético en el Sur del Perú con una capacidad contractual total de 1,200 MW, que contribuirán con la seguridad energética del país y ayudarán a abastecer de energía eléctrica al usuario final.

En el marco de la Ley N° 29970 se aprobó el “Reglamento que Incentiva el Incremento de la Capacidad de Generación Eléctrica”, Decreto Supremo N° 038-2013-EM, que contiene las disposiciones para incentivar el incremento de la Capacidad de Generación Termoeléctrica, mediante subastas a través de las cuales se busca obtener nueva capacidad de la producción respecto a la demanda, así como la desconcentración geográfica de la producción de energía en el SEIN. Asimismo, se aprobó el Reglamento de la Ley N° 29970 en lo referido al Sistema Integrado de Transporte de Hidrocarburos, Decreto Supremo N° 005-2014-EM, que reglamenta los alcances de la Ley N° 29970 y la Octogésima Segunda Disposición Complementaria Final de la Ley N° 30114, Ley de Presupuesto del Sector Público para el año fiscal 2014, a efectos de promover un Sistema Integrado de Transporte de Gas Natural desde las zonas de producción hasta la costa sur del país.

Del mismo modo, la Ley N° 29970 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 gasoductos y poliductos para aumentar el nivel de seguridad del sistema.

A fines de diciembre de 2012, mediante el Decreto Supremo N° 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. Así, la mencionada norma estableció que, activado el mecanismo de emergencia, los productores, transportistas y distribuidores de gas natural deberían realizar asignaciones de gas – de acuerdo al volumen de gas disponible – a los usuarios residenciales regulados; luego, los establecimientos de venta de gas natural vehicular, y posteriormente, la generación eléctrica.

Por otro lado, en julio de 2013, mediante Resolución OSINERGMIN N° 141-2013-OS/CD se aprobó el procedimiento técnico COES 42 "Régimen aplicable a las centrales de Reserva Fría de Generación", el cual establece los criterios económicos aplicables a las centrales de reserva fría adjudicadas por ProInversión, dentro de las cuales se encuentra la Central Termoeléctrica de Reserva Fría ILO31 de EnerSur.

En julio de 2014 entró en vigencia la nueva normativa y procedimientos que rigen los servicios complementarios de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) y Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF), aprobado por resoluciones OSINERGMIN N° 194-2013-OS/CD del 1 de octubre de 2013 y OSINERGMIN N° 058-2014-OS/CD del 26 de marzo de 2014, donde se establece que el servicio de RPF es obligatorio y no compensado para los generadores y el servicio de RSF es voluntario y compensado por los generadores.

10.2. Cambios Normativos Relevantes

Mediante la Ley N° 30230, Ley que establece medidas tributarias, simplificación de procedimientos y permisos para la promoción y dinamización de la inversión en el país, publicada el 12 de julio de 2014, se ha dispuesto que durante el plazo de 3 años, contados a partir de su publicación, el OEFA – en su calidad de ente rector del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental – privilegiará las acciones orientadas a la prevención y corrección de conductas infractoras en materia ambiental, siempre que no se trate de: (i) infracciones muy graves, (ii) actividades que se realicen sin contar con instrumento de gestión ambiental, y (iii) no califique como reincidencia. Adicionalmente a estas disposiciones, esta ley ha determinado la simplificación del procedimiento administrativo de obtención de diversas autorizaciones ambientales.

El 1 de julio de 2014 entraron en vigencia los nuevos procedimientos técnicos COES para la provisión de la regulación de frecuencia. Estos son, el Procedimiento PR-21, Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia, aprobado con Resolución N° 194-2013-OS/CD y; el Procedimiento Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia, aprobado con Resolución N° 058-2014-OS/CD.

Cabe destacar que recientemente el Congreso de la República aprobó otorgar facultades legislativas al Poder Ejecutivo. En ese sentido, en setiembre de 2015 se publicaron los Decretos Legislativos N° 1207, 1208 y 1221, a través de los cuales se ha modificado la Ley de Electrificación Rural, se ha modificado el marco de inversión de las empresas distribuidoras estatales y se ha modificado la Ley de Concesiones Eléctricas, respectivamente.

10.3. Estructura del Sector Eléctrico

El sector eléctrico en el Perú está dividido en tres sub-sectores, cada uno de los cuales comprende una actividad distinta:

i) Generación

La generación se refiere a la producción de energía eléctrica a través de distintas tecnologías, como son: la hidráulica, térmica (que puede ser de ciclo simple o ciclo combinado), eólica, nuclear, geotérmica, entre otras, utilizándose preponderantemente en el país las dos primeras.

Cabe indicar que en el año 2008 se publicó el Decreto Legislativo N° 1002, Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables, cuyo propósito es promover la utilización de Recursos Energéticos Renovables para la generación eléctrica mediante una serie de incentivos a la generación eléctrica con dichos recursos. Para tal efecto, se califica como Recursos Energéticos Renovables a la biomasa, a las fuentes eólica, solar, geotérmica y mareomotriz, y a la hidráulica con una capacidad máxima de 20 MW. Recientemente, han entrado en operación diversas plantas de generación que operan con Recursos Energéticos Renovables (incluyendo solares y eólicas).

ii) Distribución

En esta fase se transporta la energía desde las Subestaciones o barras base a los consumidores finales, vía Líneas de Transmisión de media tensión que antes de llegar al consumidor final es transformada a baja tensión (360 V o 220 V).

iii) Transmisión

La actividad de transmisión se refiere al transporte de energía desde los generadores hacia las Subestaciones o barras base y se compone de líneas o redes de transmisión y Subestaciones de transformación o barras base.

Hasta el año 2006 el sistema de transmisión únicamente estaba integrado por las líneas calificadas como parte del Sistema Principal de Transmisión (SPT) y por las calificadas como parte del Sistema Secundario de Transmisión (SST). El SPT, está conformado por Líneas de Transmisión de muy alta y alta tensión que se conectan a las Subestaciones o barras base. Luego a través de la SST, compuesto por Líneas de Transmisión de alta, tensión, la energía eléctrica es transportada a las Subestaciones donde se alimentan las redes de distribución.

La LCE establece que las actividades de generación y/o de transmisión que pertenece al Sistema Principal de Transmisión y/o de distribución de energía eléctrica, no podrán efectuarse por un mismo titular o por quien ejerza directa o indirectamente el control de éste, salvo lo dispuesto en dicha ley. Están excluidos de dicha prohibición, los actos de concentración de tipo vertical u horizontal que se produzcan en las actividades de generación y/o de transmisión y/o de distribución, que no impliquen una disminución, daño o restricción a la competencia y la libre concurrencia en los mercados de las actividades mencionadas o en los mercados relacionados. Dichos actos de concentración se sujetan a un procedimiento de autorización previa ante INDECOPI, establecido en la Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico.

El COES-SINAC, luego de la interconexión entre el Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) y el Sistema Interconectado Sur (SIS) en octubre de 2000 como consecuencia de la puesta en funcionamiento de la Línea de Transmisión Mantaro – Cotaruse – Socabaya, y de acuerdo a la Estadística Anual 2014 publicada por el COES, está constituido, a diciembre de 2014, por 24,816.7 Km de sistemas de transmisión de diferente voltaje que interconectan las regiones del país.

Por otro lado, la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley N° 28832 publicada el 23 de julio de 2006), introdujo cambios tales como el establecimiento de licitaciones para el suministro de electricidad como un mecanismo preventivo para el abastecimiento oportuno de la energía, en virtud del cual las empresas concesionarias de distribución pueden convocar a licitaciones para asegurar el abastecimiento de su demanda futura. A dichas licitaciones puede incorporarse la demanda de Usuarios Libres que así lo soliciten. Adicionalmente, introdujo un cambio en la estructura del COES, incorporando a las empresas distribuidoras y los Usuarios Libres en la Asamblea del COES, permitiendo la participación de estos en el Mercado de Corto Plazo.

Al respecto, el 11 de junio de 2011 se publicó el Decreto Supremo N° 027-2011-EM que aprobó el Reglamento del Mercado de Corto Plazo de Electricidad que regula la participación de los integrantes del COES en el mismo. Inicialmente esta norma entraría en vigencia el 1 de enero de 2014. No obstante, mediante Decreto Supremo N° 032-2012-EM publicado el 30 de agosto de 2012 se modificó la entrada en vigencia del Reglamento del Mercado de Corto Plazo, postergándose hasta el 1 de enero de 2016. Esta norma señala que el Reglamento del Mercado de Corto Plazo y los Procedimientos Técnicos COES relacionados se encuentran en revisión; a la fecha no se ha difundido ningún proyecto de modificación de dicho Reglamento.

Según los reportes estadísticos del COES, al 31 de diciembre de 2014, se produjeron aproximadamente 41,795.9 GWh de energía representando un crecimiento de 5.36% con respecto al año 2013 cuyo valor fue 36,669.4 GWh. de la energía producida, 21,002.9 GWh (50.3%) son de origen hidráulico y 20,337.4 GWh (48.7%) son de origen térmico.

A junio de 2015, se produjo aproximadamente 21,786 GWh de energía representando un incremento de 5.2% con respecto al mismo periodo del año 2014, cuyo valor fue 20,691 GWh. Del total de energía producida a junio de 2015, 11,853 GWh (54.4%) son de origen hidráulico y 9,932 GWh (45.6%) son de origen térmico.

Grupo Económico – Empresa	Generación SEIN (GWh) en el 2014			Total
	Hidroeléctrica	Termoeléctrica	Otras	
Endesa – Edegel	3,633.5	4,256.6	-	7,890.1
Endesa – Chinango ¹	957.7	-	-	957.7
GDF Suez – EnerSur	922.0	6,176.5	-	7,098.5
Estado – Electroperú	7,038.1	2.0	-	7,040.1
Estado – Egasa	756.1	536.9	-	1,293.0
Estado – Egemsa	670.0	12.2	-	682.2
Estado – San Gabán	775.0	0.5	-	775.5
IC Power – Kallpa Generación	-	5,924.3	-	5,924.3
Duke Energy – Egenor ²	2,070.9	83.4	-	2,154.3
AEI – Fénix Power Perú	-	1,513.1	-	1,513.1
Statkraft – SN Power	1,308.5	-	-	1,308.5
Celepsa – UNACEM	1,167.8	-	-	1,167.8
Buenaventura – Empresa de Generación Huanza	453.7	-	-	453.7
Otras	1,249.7	1,831.9	455.6	3,537.2
Total	21,002.9	20,337.4	455.6	41,795.9

Fuente: Estadística de Operación COES 2014

(1) Chinango pertenece a Edegel desde el 2009.

(2) Egenor vendió en marzo de 2014 su C.T. Las Flores a Kallpa Generación.

Asimismo, en el 2014, la máxima demanda de potencia fue de 5,737.3 MW, un incremento en 2.9% con relación al año 2013 cuyo valor fue de 5,575.2 MW. A continuación se muestra un cuadro con la Potencia Efectiva por Empresa.

Grupo Económico – Empresa	Potencia Efectiva SEIN (MW) en el 2014			
	Hidroeléctrica	Termoeléctrica	Otras	Total
Endesa – Edegel	561.1	897.6	-	1,458.7
Endesa – Chinango ¹	193.5	-	-	193.5
GDF Suez – EnerSur	136.7	1,608.7	-	1,745.4
Estado – Electroperú	886.0	16.3	-	902.3
Estado – Egasa	175.8	138.3	-	314.1
Estado – Egamsa	88.8	0	-	104.4
Estado – San Gabán	113.1	5.5	-	118.6
IC Power – Kallpa Generación	-	1,055.8	-	1,055.8
Duke Energy – Egenor ²	374.3	-	-	374.4
AEI – Fénix Power Perú	-	570.1	-	570.1
Statkraft – SN Power	271.1	-	-	271.1
Celepsa – UNACEM	222.2	-	-	222.2
Otras	289.7	855.6	242.0	1,387.2
Total	3,312.2	5,163.5	242.0	8,719.3

Información a Diciembre 2014

Fuente: Estadística de Operación COES 2014

(1) Chinango pertenece a Edegel desde el 2009.

(2) Egenor vendió en marzo de 2014 su C.T. Las Flores a Kallpa Generación.

10.4. Operación del Sistema Interconectado

Conforme a lo establecido por la LCE, la operación en tiempo real de todas las instalaciones de generación que forman parte del SEIN debe ser coordinada por el COES y ejecutada por sus miembros, quienes son los responsables finales de la operación de sus respectivas unidades a fin de minimizar los costos de operación del SEIN en su conjunto, asegurar el suministro de electricidad y el uso más eficiente posible de los recursos energéticos. En ese sentido, la coordinación de la operación a mínimo costo del SEIN es dirigida por el COES.

El COES es una entidad privada y autónoma, sin fines de lucro y con personería de Derecho Público. La Ley N° 28832 establece que son integrantes del COES todos los Generadores, Transmisores, Distribuidores y Usuarios Libres. Debe precisarse que el 3 de mayo de 2008 se publicó el Decreto Supremo N° 027-2008-EM, mediante el cual se aprobó el Reglamento del COES, estableciendo que conforman el COES los Integrantes Obligatorios (i) los Generadores cuya potencia instalada sea mayor o igual a 50 MW, (ii) los Transmisores que operen sistemas de transmisión que pertenezcan al Sistema Garantizado de Transmisión o al Sistema Principal de Transmisión, con un nivel de tensión no menor de 138 KV y cuya longitud total de líneas de transmisión no sea menor de 50 Km, de acuerdo con los derechos otorgados, (iii) los Distribuidores cuya máxima demanda coincidente anual de sus sistemas de distribución interconectados al SEIN, sea mayor o igual a 50 MW y (iv) los Usuarios Libres cuya máxima demanda contratada en el SEIN sea mayor o igual a 10 MW; así como, los Integrantes Voluntarios. Mediante Asamblea de Integrantes del COES de fecha 27 de noviembre de 2009 se aprobó el Estatuto vigente del COES.

De acuerdo a lo previsto en la Ley N° 28832, el órgano supremo del COES es la Asamblea integrada por todos los miembros del COES agrupados en cuatro subcomités (generadores, transmisores, distribuidores y Usuarios Libres). El Directorio del COES es el órgano máximo de decisión de esta entidad, en los aspectos no previstos como funciones de la asamblea de integrantes, y está conformado por cinco (5) miembros, cuatro (4) elegidos por cada uno de los cuatro subcomités existentes (de generadores, transmisores, distribuidores y de los Usuarios Libres) y uno (1) por la asamblea de integrantes, quien lo preside.

El COES tiene a su cargo el despacho de las unidades de generación, el cual se realiza sobre la base de los costos variables totales de las mismas. Una unidad de generación que tenga un costo variable total relativamente menor al de las demás unidades generadoras del sistema será despachada y, por lo tanto, generará energía antes que otras unidades generadoras con costos variables relativamente mayores. En general, el costo variable de la última unidad de generación que está siendo despachada establece el costo marginal de corto plazo para todo el SEIN cada quince minutos, siendo este costo marginal el que se utilizará para valorizar las transferencias de energía entre generadores –Mercado de Corto Plazo–. Como resultado de la operación del sistema sobre la base del costo marginal, a cualquier nivel específico de demanda ésta será satisfecha con energía producida por las unidades de generación que están siendo despachadas en un momento dado. Sin perjuicio de ello, se debe señalar, tal como se indicó en el numeral 10.1 precedente, que de conformidad con el Decreto de Urgencia N° 049-2008 y sus ampliaciones, el costo marginal de corto plazo del SEIN se determinará hasta el 31 de diciembre de 2016, considerando que no existe restricción de producción o transporte de gas natural ni de transmisión de electricidad.

La operación del SEIN sobre la base del costo marginal de corto plazo se efectúa sin considerar los términos de los acuerdos contractuales que pudieran existir entre los generadores y sus clientes, ni los precios allí estipulados.

No obstante, se pueden presentar situaciones en las cuales determinadas unidades de generación puedan operar en el sistema por otros motivos, sin que las mismas determinen el costo marginal, conforme lo dispone el numeral 10 del Procedimiento Técnico del COES N° 7, aprobado por Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME el 26 de marzo de 2001 y modificado por resoluciones posteriores del MEM y OSINERGMIN, entre las cuales tenemos: (i) Centrales Térmicas que Regulan Tensión; (ii) Centrales Térmicas Operando a Mínima Carga; (iii) Centrales de Cogeneración Calificadas; (iv) Centrales de Generación que utilizan Recursos Energéticos Renovables y (v) Unidades de Generación que operan por seguridad del SEIN.

Dentro del marco de promoción del uso del gas natural proveniente de los yacimientos de Camisea, el MEM emitió el 11 de abril de 2000 la Resolución Directoral N° 011-2000-EM/DGE la cual aprobó ciertas disposiciones vinculadas a la determinación de las Tarifas en Barra de la energía y el despacho al interior del COES. Posteriormente, el contenido de dicha resolución fue elevado a rango de Decreto Supremo al haber sido íntegramente incorporado en el Decreto Supremo N° 016-2000-EM y posteriormente modificada por el Decreto Supremo N° 034-2001-EM, por el Decreto Supremo N° 055-2002-EM y por el Decreto Supremo N° 014-2006-EM.

En febrero de 2013, mediante Resolución OSINERGMIN N° 020-2013-OS/CD se fijó para el periodo de mayo de 2013 a abril de 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.

10.5. Organismos Reguladores y Supervisores

En términos generales, las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad en el Perú se encuentran regidas por la LCE y su reglamento. Dentro del marco regulatorio del sector existen entidades encargadas de velar por la implementación y el cumplimiento de las normas aplicables a las actividades del sector eléctrico. Dichas entidades son el MEM, OSINERGMIN y el OEFA, como organismo público técnico especializado con personería jurídica de Derecho Público Interno, constituyéndose en pliego presupuestal adscrito al MINAM y encargado de la fiscalización, la supervisión, el control y la sanción en materia ambiental.

El MEM tiene a su cargo establecer la política general del sector energía y minas, regular o reglamentar materias relativas a la protección del ambiente y el otorgamiento, y terminación o caducidad de autorizaciones y concesiones para el desarrollo de las actividades de generación, transmisión o distribución de electricidad, entre otras.

El OSINERGMIN tiene a su cargo velar por el cumplimiento de las disposiciones contenidas en las Leyes Aplicables para las actividades del sector y de sancionar a quienes las incumplan conforme al Reglamento de Supervisión de Actividades Energéticas y Mineras de OSINERGMIN aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 171-2013-OS/CD; a la Tipificación de las Infracciones y Escala de Multas y Sanciones de OSINERGMIN aprobada por la Resolución N° 028-2003-OS-CD y sus modificatorias; y, a la Tipificación y Escala de Multas y sanciones aplicables en la verificación de cumplimiento de resoluciones emitidas por los Cuerpos Colegiados o por el Tribunal de Solución de Controversias, aprobada por Resolución N° 378-2008-OS-CD, modificada por Resolución N° 089-2010-OS/CD.

A partir del 10 de mayo de 2001, la Comisión de Tarifas de Energía (CTE) se incorporó al OSINERGMIN, creándose la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (OSINERGMIN-GART).

La OEFA tiene por finalidad asegurar el cumplimiento de la legislación ambiental por parte de todas las personas naturales o jurídicas, incluidas las empresas del sector eléctrico, así como supervisar y garantizar que las funciones de evaluación, supervisión, fiscalización, control y potestad sancionadora en materia ambiental, a cargo de las diversas entidades del Estado.

Adicionalmente, conforme a las últimas disposiciones emitidas, Ley N° 29783 – Ley de Seguridad y Salud en el Trabajo y su Reglamento, se estableció que es competencia del Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo (MTPE) la realización de la supervisión y sanción del cumplimiento de la normativa en materia de seguridad y salud en el trabajo, incluyendo al subsector eléctrico. Dichas competencias fueron transferidas de OSINERGMIN al Ministerio de Trabajo mediante Decreto Supremo N° 002-2012-TR. La Ley tiene como objetivo promover una cultura de prevención de riesgos laborales, estableciendo obligaciones mínimas para los empleadores que garanticen la seguridad de sus trabajadores, contratistas o público en general que se encuentre dentro de las instalaciones donde la empresa desarrolla sus actividades. Adicionalmente, se establece la facultad del MTPE de imponer sanciones administrativas y penales en los casos de accidentes y daños para la salud originados como consecuencia de actividades laborales.

Por su parte, OSINERGMIN continúa ejerciendo la supervisión y fiscalización en materia de seguridad de infraestructuras, conforme a lo señalado por la Ley N° 29901, publicada el 12 de julio de 2012.

El 15 de enero de 2013 se aprobó la Ley N° 29981 que crea la Superintendencia Nacional de Fiscalización Laboral (SUNAFIL), cuya finalidad es de ser el organismo técnico especializado, adscrito al Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo, responsable de promover, supervisar y fiscalizar el cumplimiento del ordenamiento jurídico socio-laboral y el de seguridad y salud en el trabajo.

Cabe precisar que el aprovechamiento de los recursos hídricos, se rige bajo lo dispuesto por la Ley de Recursos Hídricos - Ley N° 29338 y su Reglamento aprobado por el Decreto Supremo N° 001-2010-AG. Estas normas regulan el uso y gestión de los recursos hídricos, teniendo como finalidad normar el uso y gestión integrada del agua, así como, la actuación del Estado y la de los particulares en dicha gestión; de manera tal que el uso de los recursos hídricos se condicione a su disponibilidad y uso eficiente.

Por su parte la Autoridad Nacional del Agua, creada a través del Decreto Legislativo N° 997, es el organismo encargado de realizar las acciones necesarias para el aprovechamiento multisectorial y sostenible de los recursos hídricos por cuencas hidrográficas, en el marco de la gestión integrada de los recursos naturales y de la gestión de la calidad ambiental nacional, el mismo que realiza la vigilancia y fiscalización del cumplimiento de la normativa en materia de gestión de los recursos hídricos y el cumplimiento de los estándares de calidad ambiental de los mismos.

El MINAM tiene a su cargo desarrollar, dirigir, supervisar y ejecutar la política nacional del ambiente. Asimismo, cumple la función de promover la conservación y el uso sostenible de los recursos naturales, la diversidad biológica y las áreas naturales protegidas.

El 20 de diciembre de 2012 con la Ley N° 29968 se creó el Servicio Nacional de Certificación Ambiental para las Inversiones Sostenibles (SENACE), como un organismo público técnico especializado, adscrito al MINAM. El SENACE es el ente encargado de revisar y aprobar los Estudios de Impacto Ambiental detallados (EIA), que impliquen el desarrollo de actividades, construcciones, obras y otras actividades comerciales y de servicios que puedan causar impactos ambientales significativos, salvo los EIA que se excluyan por Decreto Supremo. El Decreto Supremo N° 003-2013-MINAM estableció el cronograma y plazos para el proceso de implementación del SENACE, el cual está previsto para el 2016.

10.6. Ventas de Empresas de Generación

Los generadores pueden realizar transacciones a precios libremente negociados, a precios resultantes de las licitaciones que convoquen las empresas de distribución o a tarifas establecidas por la autoridad competente según se ha indicado anteriormente. Tales ventas pueden realizarse bajo contratos bilaterales con empresas distribuidoras los cuales serán como máximo a Tarifa en Barra o contratos con empresas distribuidoras producto de Licitaciones o contratos bilaterales con Usuarios Libres, en los cuales los precios a nivel generación son libremente pactados. Asimismo, las empresas generadoras pueden vender su energía a otras empresas de generación en el Mercado de Corto Plazo. Los generadores son libres de determinar las partes con las cuales contratan.

El Reglamento de Usuarios Libres, establece los aspectos generales de contratación que deberán ser considerados por los generadores, en la suscripción de contratos de suministros de energía eléctrica con los Usuarios Libres, dentro de los cuales se encuentran, entre otros: (i) criterios para establecer la barra de referencia de generación correspondiente al punto de suministro; (ii) la obligación de consignar de manera separada los precios por los conceptos involucrados en la prestación del suministro; y (iii) descripción de las condiciones de calidad del suministro en atención a las NTCSE.

En línea con lo establecido en la Ley N° 28832, el 11 de junio de 2011 se publicó el Decreto Supremo N° 027-2011-EM que aprobó el Reglamento del Mercado de Corto Plazo de Electricidad que regula la participación en este mercado de los Usuarios Libres y Distribuidores para atender a sus Usuarios Libres. Sin embargo, como se mencionó la entrada en vigencia del Reglamento del Mercado de Corto Plazo se postergó hasta el 1 de enero de 2016 y además que se encuentra en revisión por parte del MEM.

10.7. Ventas a Usuarios Regulados (empresas distribuidoras)

Las ventas de electricidad que realizan los generadores a las empresas de distribución para que éstas atiendan el suministro del Servicio Público de Electricidad se efectúan (i) mediante Contratos sin Licitación, cuyos precios no podrán ser superiores a la Tarifa en Barra fijada por OSINERGMIN (la Tarifa en Barra); o (ii) mediante Contratos productos de Licitaciones, en cuyo caso el precio del contrato será aquel que ofrezca cada postor, teniendo como precio máximo aquel que fije OSINERGMIN para cada proceso de licitación. El referido precio máximo no es público, convirtiéndose público únicamente en caso de que no se obtuvieran ofertas suficientes para cubrir toda la demanda licitada a un precio inferior o igual al precio máximo. Las Tarifas en Barra comprenden el Precio de la Potencia de Punta en Barra, el Precio de Barra de Energía, los cargos o Peajes de Transmisión y las Pérdidas de Transmisión determinadas para cada barra del Sistema Interconectado.

Los Precios de Barra de Energía son fijados por OSINERGMIN luego de comparar el promedio de los precios de mercado con los precios teóricos obtenidos mediante un modelo de optimización de la operación de mediano plazo, luego de la revisión de las propuestas del Subcomité de Generadores y el Subcomité de Transmisores.

Al respecto, de conformidad con la Segunda Disposición Complementaria Final y la Tercera Disposición Complementaria Transitoria de la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, aprobada por Ley N° 28832, las Tarifas en Barra que aprueba OSINERGMIN no pueden diferir en más del 10% del precio promedio de las licitaciones del mercado regulado. Mientras la energía adquirida mediante Licitaciones sea inferior al treinta por ciento (30%) de la demanda de energía de los Usuarios Regulados del SEIN, la comparación de las tarifas con los precios libres se hará con la media ponderada de los precios obtenidos de las Licitaciones y los precios de los contratos con los Usuarios Libres. Si las Tarifas en Barra difieren en más del 10%, éstas se ajustarán para no exceder dicho límite.

Las Tarifas en Barra son establecidas por OSINERGMIN con una periodicidad anual y entran en vigencia en mayo de cada año, luego de haber sido debidamente publicadas oficialmente. No obstante que las Tarifas en Barra son establecidas en Nuevos Soles, los cálculos utilizados para determinar dichas tarifas son efectuados en Dólares. Las Tarifas en Barra son reajustadas automáticamente conforme a la fórmula establecida en la respectiva fijación tarifaria publicada por OSINERGMIN cuando alguno de los factores de actualización relacionados con la variación en los precios de los combustibles, índice de precios al por mayor, tasa arancelaria, o tipo de cambio, por separado o en su conjunto, se incremente o disminuya en más del 5% respecto a los valores de los mismos factores empleados en la última actualización.

Las empresas de distribución pueden adquirir electricidad de las empresas generadoras para venderla a sus propios Usuarios Libres. Tales adquisiciones no se encuentran sometidas a las Tarifas en Barra.

10.8. Ventas a Usuarios Libres

Los generadores pueden vender electricidad a Usuarios Libres. En estos casos, los precios de la electricidad (energía y potencia) son libremente negociados, pero las tarifas y compensaciones por el uso de las redes de transmisión (tanto de SPT como de SST) y de distribución, de ser el caso, se encuentran sujetas a regulación por OSINERGMIN. Se excluye de dicha regulación de precios las compensaciones por el uso de SST y de distribución acordadas con anterioridad a la entrada en vigencia de la Ley N° 27239, el 25 de diciembre de 1999, que continuarán rigiéndose por sus términos.

Asimismo, OSINERGMIN ha implementado mayor regulación en materia de comercialización de electricidad a Usuarios Libres, mediante Resolución N° 1089-2001-OS/CD, publicada el 9 de julio de 2001, se aprobó el Procedimiento para Aplicación de los Cargos por Transmisión y Distribución a Usuarios Libres y mediante Resolución N° 091-2003-OS/CD, publicada el 22 de junio de 2003, se aprobó el Procedimiento para Fijar las Condiciones de Uso y Acceso Libre a los Sistemas de Transmisión y Distribución Eléctrica. Posteriormente, con el Artículo 14 de la Resolución de OSINERGMIN N° 279-2009-OS-CD, publicado el 19 de diciembre de 2009, se precisa que desde la emisión de la Resolución OSINERGMIN N° 184-2009-OS-CD, han quedado sin efecto los aspectos referidos a los SST, contenidos en la Resolución N° 1089-2001-OS/CD.

Las ventas a los Usuarios Libres con los cuales el Emisor tiene suscritos contratos se realizan a los precios, términos y condiciones establecidos en los respectivos contratos. En el caso de los nuevos contratos que puedan ser celebrados con Usuarios Libres, el Emisor deberá respetar los criterios mínimos y procedimientos previstos en el Reglamento de Usuarios Libres.

10.9. Transferencia en el Mercado de Corto Plazo

Las transferencias de energía entre generadores efectuadas a través del COES se valorizan al costo marginal de corto plazo. Las transferencias de potencia de punta entre generadores efectuadas por el COES se valorizan a partir del Precio de Potencia de Punta en Barra.

Toda la energía producida conforme al programa de despacho establecido por el COES es inyectada por los generadores al SEIN y retirada del mismo por los generadores para atender a sus clientes (empresas distribuidoras o Usuarios Libres, según sea el caso). Toda la energía inyectada por un generador es valorizada por el COES al costo marginal de corto plazo. Toda la energía retirada por un generador para atender a un cliente asociado a un generador determinado también es valorizada al costo marginal de corto plazo. El COES liquida mensualmente la energía inyectada y retirada por cada generador y retirada por sus respectivos clientes, estableciendo el saldo neto de cada generador por las transferencias de energía efectuadas entre generadores durante tal período. Las sumas a pagar por tales saldos netos son facturadas y cobradas directamente por la respectiva empresa de generación que tenga saldo a su favor y no por el COES.

En lo que respecta a las transferencias de potencia de punta entre generadores, estas son determinadas por el COES mensualmente a partir del balance negativo o positivo que resulte de considerar, de un lado, la capacidad que cada generador garantiza al sistema, dependiente del control de indisponibilidad de las unidades del generador durante el período; y, del otro lado, la demanda de los clientes del generador coincidente con la máxima demanda mensual del sistema.

Cabe mencionar que de conformidad con la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de Generación Eléctrica, podrán participar del Mercado de Corto Plazo, además de los generadores, las empresas distribuidoras para atender a sus Usuarios y los Grandes Usuarios Libres (Usuarios Libres con Potencia Contratada mayor o igual a 10 MW). Sin embargo, como ya se ha mencionado, la entrada en vigencia del Reglamento del Mercado de Corto Plazo se postergó hasta el 1 de enero de 2016 y además se encuentra en revisión por parte del MEM.

Por otro lado, en el 2008 se presentaron problemas de congestión en el ducto de transporte de gas que afectaron la generación de las diversas unidades del sistema eléctrico que operan con gas natural proveniente de los yacimientos de Camisea. Por tal motivo, el gobierno dictó durante el año 2008 el Decreto Legislativo N° 1041 que permite que durante períodos de congestión en el suministro de gas, declarados por el MEM, se pueda redistribuir de manera eficiente el gas y/o la capacidad de transporte de gas disponible ya sea entre generadores o entre éstos y clientes industriales. Posteriormente, mediante Decreto Supremo N° 041-2008-EM se reglamentó el artículo 4 del Decreto Legislativo N° 1041, el cual, entre otros aspectos, establece las atribuciones del COES para la determinación de una situación de congestión y regula los supuestos de reasignación del gas y/o la capacidad de transporte de gas natural entre generadores. Adicionalmente, mediante Resolución Ministerial N° 358-2008-MEM/DM posteriormente ampliada mediante Resolución Ministerial N° 430-2009-MEM/DM, se declaró la congestión hasta el 31 de diciembre de 2009.

Posteriormente, como se mencionó anteriormente se publicó el Decreto de Urgencia N° 049-2008 y sus ampliaciones, que establece que desde el 1 de enero de 2009 hasta el 31 de diciembre de 2016 el costo marginal de corto plazo se determinará considerando que no existe restricción en la producción o transporte de gas natural, ni restricción en la transmisión de electricidad, y no podrá ser superior a un valor límite definido por el MEM mediante Resolución Ministerial, siendo esta la forma actual de determinar el CMgl. Actualmente el valor límite establecido es S/. 313.50 por MWh, determinado mediante Resolución Ministerial N° 607-2008-MEM-DM. Los sobre costos de las unidades de generación que operen por despacho económico y cuyo costo variable total sea mayor al CMgl son compensados por los usuarios finales vía un cargo adicional al PCSPT.

10.10. Autorizaciones y Concesiones

Las autorizaciones y concesiones para realizar actividades en el sector eléctrico son otorgadas por el MEM o los Gobiernos Regionales, según corresponda. Cuando no sea necesario el otorgamiento de autorización ni concesión, las actividades de generación, transmisión y distribución podrán ser efectuadas libremente, cumpliendo las normas técnicas y las disposiciones de conservación del medio ambiente y del Patrimonio Cultural de la Nación, debiendo informar al MEM, de acuerdo a lo previsto en el Reglamento de la LCE.

De acuerdo a lo dispuesto por la LCE, el MEM puede otorgar concesiones temporales o definitivas. Las primeras se otorgan para la realización de estudios de factibilidad y cuentan con un plazo de vigencia de dos (2) años, pudiendo ser ampliadas por un (1) año adicional, sólo por razones que constituyan caso fortuito o fuerza mayor.

La Concesión Definitiva se otorga por plazo indefinido mediante Resolución Suprema y adquiere carácter contractual cuando se suscribe el respectivo Contrato de Concesión con el Estado Peruano. Asimismo, el contrato debe elevarse a escritura pública. Se requiere de una concesión para desarrollar las siguientes actividades: (i) generación de energía eléctrica que utilice recursos hidráulicos cuando la potencia instalada es mayor a 500 KW, (ii) transmisión de energía eléctrica cuando las instalaciones afecten bienes del Estado y/o requieran imposición de servidumbres por parte de éste, (iii) distribución de energía eléctrica con carácter de servicio público cuando la demanda supere los 500 KW y, (iv) generación de energía eléctrica con Recursos Energéticos Renovables cuando la potencia instalada sea mayor a 500 KW.

Por otro lado, las autorizaciones también se otorgan por plazo indefinido. Se exige autorización para el desarrollo de actividades de generación termoeléctrica cuando la potencia instalada sea superior a 500 KW.

No obstante, de acuerdo al artículo 1 del Decreto Legislativo N° 1221, el plazo de las concesiones definitivas y las autorizaciones que se otorguen como resultado de una licitación pública realizada por el MEM o la entidad que éste encargue, es el plazo fijado en la propia licitación, siendo como máximo treinta (30) años.

En el caso del Emisor, este cuenta con cinco (5) Contratos de Concesión Definitiva de Transmisión eléctrica (4 en operación y 1 en construcción). Dichas Concesiones fueron adjudicadas a favor del Emisor por parte del Estado Peruano.

10.11. Regulación Ambiental

Entre las principales disposiciones en materia ambiental relevantes para las actividades del Emisor se encuentran:

El Decreto Supremo N° 029-1994-EM, que aprueba el Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas, el mismo que tiene como finalidad normar la interrelación de las actividades eléctricas en los sistemas de generación, transmisión y distribución, con el medio ambiente, bajo el concepto de desarrollo sostenible. Asimismo, existe la obligación de elaborar y contar con un EIA aprobado para el otorgamiento de nuevas concesiones ; así como la obligación de contar con un Programa de Adecuación y Manejo Ambiental (PAMA) para adecuar las operaciones a los límites máximos permisibles o a la nueva regulación ambiental.

Los Límites Máximos Permisibles para efluentes líquidos producto de las actividades de generación han sido definidos a través de la Resolución Directoral N° 008-97-EM/DGAA con el fin de controlar los efluentes líquidos producto de las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Asimismo es aplicable el Programa de Adecuación de Vertimiento y Reuso de Agua Residual – PAVER (Decreto Supremo N° 001-2010-AG). Los Estándares de Calidad Ambiental para Agua (Decreto Supremo N° 002-2008-MIANM) establecen los niveles de concentración o el grado de elementos, sustancias o parámetros físicos, químicos y biológicos presentes en el agua, en su condición de cuerpo receptor y componente básico de los ecosistemas acuáticos, que no representa riesgo significativo para la salud de las personas ni para el ambiente. Los Estándares de Calidad Ambiental para Aire (Decreto Supremo N° 003-2009-MINAM) establecen los valores de concentración presentes en el aire que no signifiquen daño significativo para la salud humana y del medio ambiente. Los Estándares de Calidad Ambiental para ruido (Decreto Supremo N° 062-2004-CONAM-PDC) establecen los estándares primarios de calidad ambiental para ruido en el ambiente exterior, los mismos que no deben excederse a fin de proteger la salud humana tomando en cuenta las zonas de aplicación y los horarios. Los Estándares de Calidad Ambiental para radiaciones no ionizantes (Decreto Supremo N° 010-2005-PCM) se basan sobre las recomendaciones establecidas por la Comisión Internacional para la protección contra Radiaciones no Ionizantes - ICNIRP. Este es un organismo científico vinculado a la Organización Mundial de la Salud OMS, creado en 1992 con el objetivo de investigar los riesgos que pudieran resultar de la exposición a este tipo de radiaciones electromagnéticas y desarrollar técnicas de protección. Mediante Decreto Supremo N° 002-2013-MINAM y Resolución Ministerial N° 085-2014-MINAM, se establecen los Estándares de Calidad Ambiental para Suelo y las Guías para el muestreo de suelos y para la elaboración de planes de descontaminación de suelos los cuales se vienen implementando.

En el caso que no existan estándares o límites máximos permisibles establecidos por las leyes peruanas, entonces resultan de aplicación los estándares establecidos por reconocidas organizaciones internacionales (por ejemplo, el Banco Mundial).

Bajo el alcance de la Ley General de Residuos Sólidos N° 27314 y su Reglamento (Decreto Supremo N° 057-2004-PCM) se asegura la gestión y el manejo de los residuos sólidos apropiados, para prevenir riesgos sanitarios, promover y proteger la calidad ambiental, la salud y el bienestar de la persona humana.

Adicionalmente, diversas instalaciones del Emisor se encuentran comprendidas bajo los alcances de los correspondientes EIAs o PAMAs debidamente aprobados por el MEM.

Cabe mencionar, que por Decreto Legislativo N° 1013, Ley de Creación, Organización y Funciones del Ministerio del Ambiente, publicado en el Diario Oficial "El Peruano" el 14 de mayo de 2008, se creó el Ministerio del Ambiente como organismo rector del sector ambiental. Su objetivo es conservar el ambiente, de modo tal que se propicie y asegure el uso sostenible, responsable, racional y ético de los recursos naturales y del medio que los sustenta, que permita contribuir al desarrollo integral social, económico y cultural de la persona humana, en permanente armonía con su entorno, y así asegurar a las presentes y futuras generaciones el derecho a gozar de un ambiente equilibrado y adecuado para el desarrollo de la vida.

Por medio de la Ley N° 27446; y su Reglamento aprobado por el Decreto Supremo N° 019-2009-MINAM, se aprueba el Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental (SEIA), el mismo que tiene como finalidad regular la efectiva identificación, prevención, supervisión, control y corrección anticipada de los impactos ambientales negativos; por medio de los instrumentos de gestión ambiental. El MINAM, es el organismo rector, y coordina su aplicación técnica con las diferentes autoridades competentes, las cuales según sus competencias asignadas pueden ser autoridades sectoriales nacionales, autoridades regionales y autoridades locales. Toda actividad humana que implique construcciones, obras, servicios y otras actividades, así como las políticas, planes y programas públicos susceptibles de causar impactos ambientales de carácter significativo, está sujeta al SEIA.

Asimismo, por medio del Decreto Legislativo N° 1013, se dispone la creación del OEFA, el cual es un organismo público, técnico especializado, adscrito al MINAM. El OEFA es el ente rector del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental (SINEFA), conforme a lo señalado por medio de la Ley N° 29325. Así, el OEFA tiene la responsabilidad de verificar el cumplimiento de la legislación ambiental por todas las personas naturales y jurídicas; a través de las funciones de evaluación, supervisión, fiscalización, control, potestad sancionadora y aplicación de incentivos en materia ambiental.

Cabe precisar que el OEFA, cuenta con un Tribunal de Fiscalización Ambiental el cual ejerce las funciones de última instancia administrativa, sus resoluciones son de obligatorio cumplimiento y pueden considerarse como precedente de observancia obligatoria cuando así lo establezca.

Luego de la creación del OEFA se dispuso que la transferencia de competencias en materia ambiental, proveniente de los diferentes sectores, se realizaría de manera paulatina. En particular, para el subsector eléctrico se transfirieron las competencias en supervisión de material ambiental de OSINERGMIN al OEFA, por medio del Decreto Supremo N° 01-2010-MINAM, de fecha 21 de enero de 2010, modificado por el Decreto Supremo N° 002-2011-MINAM, de fecha 22 de enero de 2011, se entiende la transferencia efectiva de dichas facultades a partir del 4 de marzo de 2011.

Actualmente el OEFA cuenta con cuadros de tipificaciones que regulan los montos de las infracciones administrativas y establecen las escalas de sanciones relacionadas con el incumplimiento de los Límites Máximos Permisibles (Resolución de Consejo Directivo N° 045-2013-OEFA/CD), eficacia de la fiscalización ambiental (Resolución de Consejo Directivo N° 042-2013-OEFA/CD), instrumentos de gestión ambiental y el desarrollo de actividades en zonas prohibidas (Resolución de Consejo Directivo N° 049-2013-OEFA/CD) así como con las actividades desarrolladas por los administrados del subsector electricidad (Resolución de Consejo Directivo N° 023-2015-OEFA/CD).

10.12. Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos

Mediante Decreto Supremo N° 020-97-MEM, según ha sido modificado, se aprobó la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) que establece los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos, incluyendo el alumbrado público, y las obligaciones de las empresas del sector eléctrico y los clientes que operan en el marco de la LCE.

La NTCSE estipula que la misma es de aplicación obligatoria para los suministros sujetos a regulación de precios y aplicable a suministros sujetos al régimen de libertad de precios, en todo aquello que las partes no hayan acordado o no hayan pactado en contrario.

La aplicación de las penalidades y compensaciones establecidas por la NTCSE, en los casos que ello corresponda, recién se inició en octubre de 1999 para las empresas del sector. La NTCSE contempla procedimientos de medición, tolerancias y una aplicación por etapas, asignando la responsabilidad de su implementación y aplicación al OSINERGMIN.

El 15 de octubre de 2008, entró en vigencia la Base Metodológica para la aplicación de la NTCSE, aprobada mediante Resolución N° 616-2008-OS/CD y el 10 de enero de 2009 entró en vigencia el Procedimiento para la Supervisión de la NTCSE aprobado mediante Resolución N° 686-2008-OS/CD.

Mediante Decreto Supremo N° 015-2009-EM modificado por el Decreto Supremo N° 059-2009-EM se suspendió temporalmente desde el 23 de agosto de 2009 hasta el 31 de diciembre de 2011 el pago de compensaciones según la NTCSE, en caso la mala calidad sea causada por mitigar o superar la congestión de instalaciones de transmisión de electricidad y/o por incrementar el nivel de cortocircuito.

Por otro lado, el Decreto Supremo N° 040-2011-EM, publicado el 20 julio de 2011, dispuso que si en los períodos declarados en situación excepcional por el MEM, conforme a lo previsto en la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados aprobada por Resolución Directoral N° 014-2005-EM/DGE, o la que la sustituya, se producen deficiencias en la calidad del servicio debido estrictamente a las disposiciones de operación emitidas por el COES, no se aplicarán sanciones y/o compensaciones económicas por la NTCSE.

Mediante Resolución Ministerial N° 529-2013-MEM/DM se dispuso la suspensión del pago de compensaciones al punto de suministro Pucallpa 60 KV del Cliente Regulado Electro Ucayali, declarando en situación excepcional la operación del SEIN entre las S.E. Aguaytia y Pucallpa a partir del 29 de noviembre de 2013 y hasta (i) la puesta en operación de la C.T. reserva fría de 40 MW como generación local (fecha prevista de ingreso en operación el 3 de noviembre de 2015) o (ii) el reforzamiento de la línea 138 KV Aguaytia – Pucallpa (cuya fecha de ingreso en operación está próxima a ocurrir), lo que ocurra primero. Asimismo, también se encuentra suspendido el pago de compensaciones al punto de suministro Cobriza II 69 KV del Cliente Regulado Electrocentro el cual mediante carta COES/D/DO-423-2013 declaró congestión debido a falta de capacidad de transmisión de la red 69 KV Cobriza I – Cobriza II. Por otro lado, OSINERGMIN informó que mediante Resolución Ministerial N° 292-2013-MEM/DM publicada el 27 de julio de 2013, le ha encargado a ProInversión la licitación de la "Línea de Transmisión 220 KV Friaspata – Mollepata y S.E. Orcotuna 220/60 KV", cuya puesta en operación está prevista para el 19 de diciembre de 2016, con lo cual se superaría la falta de capacidad de transmisión.

El 11 de setiembre de 2010 se aprobó el Decreto Supremo N° 057-2010-EM, por el cual se modificó el numeral 3.5 de la NTCSE, estableciéndose las bases del procedimiento de asignación de responsabilidad, así como obligaciones y supuestos de responsabilidad por infringir la norma.

El 20 de mayo de 2012 fue aprobado el Procedimiento Técnico 40 "Procedimiento para la aplicación del numeral 3.5 de la NTCSE", publicado mediante la Resolución Ministerial N° 237-2012-MEM/DM. En este nuevo procedimiento se establecen los criterios para el proceso de análisis de los eventos que ocasionan transgresiones a la calidad del producto y/o suministro, a fin que el COES asigne responsabilidades por dichas transgresiones conforme a la NTCSE. Asimismo, se establecen los requerimientos de información para determinar los resarcimientos a ser pagados por los responsables, correspondientes a las compensaciones conforme a los criterios fijados en la NTCSE y su base metodológica.

La NTCSE, en lo que respecta al Emisor, estipula determinados indicadores de calidad de producto (tensión, frecuencia y perturbaciones) y de calidad de servicio (interrupciones) aplicables tanto a sus actividades de generación como de transmisión de electricidad, en la medida que esté obligado a permitir el uso de sus sistemas de transmisión.

En el caso del Emisor, la NTCSE es de aplicación muy limitada en la relación con sus Usuarios Libres por cuanto en los contratos respectivos se incluyen estipulaciones sobre sanciones y compensaciones por interrupciones y mala calidad de servicio, estando limitada la responsabilidad del Emisor por la NTCSE en los casos que permita el uso de sus sistemas de transmisión por terceros. Sin embargo, por su condición de titular de instalaciones de transmisión de sistemas secundarios, en algunos casos el Emisor presta servicios de transmisión a terceros bajo el esquema regulado de acceso abierto respecto de los cuales es de aplicación la regulación de la NTCSE "Compensaciones por Interrupciones y Mala Calidad de Servicio", estando limitada la responsabilidad del Emisor por la NTCSE en los casos que permita el uso de sus sistemas de transmisión por terceros.

10.13. Congestión de Líneas de Transmisión en el SEIN

Con fecha 25 de noviembre de 2007 se publicó el Decreto de Urgencia N° 046-2007, cuya vigencia se extendía hasta el 31 de diciembre de 2010, mediante el cual se dictaron medidas extraordinarias para afrontar los problemas de congestión en las instalaciones de transmisión del SEIN, estableciéndose que en estos casos, el COES debe despachar unidades de generación fuera del orden de mérito de costos variables, tomando en cuenta los criterios de optimización en la operación del SEIN. De esta forma, los costos variables de dichas unidades no serían considerados para la determinación de los costos marginales del SEIN.

El sobre costo incurrido era compensado por los generadores en proporción a los retiros netos positivos de energía que realicen durante el período de congestión.

Sin embargo el Decreto de Urgencia N° 049-2008, referido en la sección "Transferencias en el Mercado de Corto Plazo", derogó el Decreto de Urgencia N° 046-2007 antes mencionado conforme a lo indicado en dicha sección, y establece que los costos marginales de corto plazo del SEIN se determinarán considerando que no existe restricción de producción o transporte de gas natural ni de transmisión de electricidad, y que la diferencia entre los costos variables de operación en que incurran las centrales que operan con costos variables superiores a los costos marginales, calculados sin las citadas restricciones y dichos costos marginales, serán compensados por los usuarios finales vía un cargo adicional al PCSPT, conforme a lo indicado en la mencionada sección.

Por otro lado, con la Ley N° 28832 se implementó un mecanismo para asegurar el desarrollo del sistema de transmisión de manera permanente, con lo cual se minimiza la ocurrencia de congestión en las Líneas de Transmisión. Así, el COES actualiza cada dos años el Plan de Transmisión y el MEM lo aprueba. Seguidamente el Estado a través de ProInversión licita la construcción y operación de estas líneas, las que son remuneradas vía el peaje de transmisión.

10.14. Suministro de Electricidad para el Mercado Regulado Sin Contratos

El 18 de diciembre de 2008, se publicó el Decreto de Urgencia N° 049-2008, el cual establece que los retiros físicos de potencia y energía del SEIN, que efectúen las empresas distribuidoras de electricidad, para atender la demanda de sus Usuarios Regulados, sin contar con los respectivos contratos de suministro con las empresas generadoras, serán asignados a las empresas generadoras de electricidad, valorizados a Precios en Barra de mercado regulado, en proporción a la energía firme eficiente anual de cada generador menos sus ventas de energía por contratos.

En el caso de los retiros sin contrato, los costos variables adicionales con respecto a los Precios de Energía en Barra en que incurran las centrales para atender dichos retiros, serán incorporados en el Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión. Dicho Decreto de Urgencia fue reglamentado por la Resolución del Consejo Directivo OSINERGMIN N° 001-2009-OS-CD.

De acuerdo a la normativa actual, los dispositivos antes indicados estarán vigentes hasta el 31 de diciembre de 2016. Cabe mencionar que con la Ley N° 28832 se creó el mecanismo de licitaciones conducido por los Distribuidores para atender a su demanda de servicio público, con este mecanismo se minimiza el riesgo que presenten consumos de electricidad sin respaldo contractual.

10.15. Interrupción Total o Parcial de Suministro de Gas Natural

El Decreto de Urgencia N° 049-2008 estableció un único criterio para la determinación de los costos marginales, considerando que no existe restricción de producción o transporte de gas natural ni de transmisión de electricidad. La diferencia entre los costos variables de operación en que incurran las centrales que operan con costos variables superiores a los costos marginales (calculados sin considerar las citadas restricciones) es cubierta mediante un cargo adicional en el PCSPT.

Por otro lado, el Decreto Supremo N° 050-2012-EM, establece que ante situaciones de emergencia que escapen del control de los Productores, Concesionarios de Transporte de Gas Natural y/o Concesionarios del Servicio de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos y afecten la producción, el transporte o el suministro de Gas Natural y/o de Líquidos de Gas Natural o la distribución de Gas Natural, originando la imposibilidad de entregar, transportar o distribuir total o parcialmente volúmenes de Gas Natural para cubrir los servicios o volúmenes autorizados, los Productores, los Concesionarios de Transporte de Gas Natural y/o los Concesionarios del Servicio de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, activarán un mecanismo de emergencia

Adicionalmente, el 9 de febrero de 2013 se aprobó la Resolución Directoral N° 014-2013-EM-DGE, mediante la cual se establece que cuando se active el referido mecanismo de emergencia, el COES considerará en la reprogramación de la operación el correspondiente volumen del Gas Natural disponible para los generadores, aplicando el criterio de eficiencia que permita el máximo aprovechamiento de dicho combustible para la generación eléctrica.

11. Procesos Judiciales, Arbitrales o Procedimientos Administrativos

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

Sin perjuicio de ello, al 30 de junio de 2015, el Emisor tiene los siguientes procesos:

Situaciones contingentes del sector energía

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

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

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

El Emisor provisionó un importe de S/. 4.2 millones (equivalentes a US\$ 1.3 millones), los cuales han sido reconocidos por el Emisor al 30 de junio de 2015 (US\$ 1.4 millones al 31 de diciembre de 2014), esta provisión se realizó en caso de obtener un resultado adverso en el arbitraje. Esta provisión se efectuó considerando la diferencia entre, de ser el caso, lo que el Emisor 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.

12. Información Financiera Seleccionada del Emisor

La información financiera seleccionada ha sido obtenida de los estados financieros auditados del Emisor y de las notas explicativas correspondientes al 31 de diciembre de 2013 y 2014, así como de los estados financieros trimestrales no auditados al 30 de junio de 2014 y 2015. Los estados financieros del Emisor a diciembre de 2013 y 2014 han sido auditados por Beltrán, Gris y Asociados S. Civil de R.L., firma miembro de Deloitte. Los estados financieros a junio de 2014 y 2015 no han sido auditados, aunque en opinión de la administración del Emisor, presentan razonablemente, en todos sus aspectos importantes, la situación financiera del Emisor a dicha fecha. Los estados financieros han sido elaborados conforme a las NIIF y se encuentran adjuntos al presente Prospecto Marco en calidad de Anexos II y III.

Para una discusión de la administración del Emisor acerca del resultado de sus operaciones y su situación financiera, es importante que el potencial inversionista en los Bonos revise la sección “Análisis y discusión de la administración acerca del resultado de las operaciones y de la situación económica y financiera”.

12.1. Información de los Estados Financieros

Información de los Estados de Resultados

Cifras en Miles de Dólares	Por los 12 meses terminados el 31 de diciembre de		Por los 6 meses terminados el 30 de junio de	
	2014	2013	2015	2014 ¹
Ingresos	618,881	609,917	345,805	310,324
Costo de Ventas	-353,812	-365,693	-188,409	-178,041
Utilidad Bruta	265,069	244,224	157,396	132,283
Margen Bruto (%)	42.8%	40.0%	45.5%	42.6%
Gastos Administrativos	-24,636	-26,092	-11,303	-11,176
Otros Gastos Operacionales (Neto)	-2,129	7,811	239	356
Utilidad Operativa	238,304	225,943	146,332	121,463
Margen Operativo (%)	38.5%	37.0%	42.3%	39.1%
Gastos Financieros (Neto)	-39,539	-40,141	-17,176	-19,149
Utilidad antes de Impuestos a la Renta	198,765	185,802	129,156	102,314
Impuesto a la Renta	-61,197	-58,379	-29,111	-30,213
Utilidad Neta	137,568	127,423	100,045	72,101
Margen Neto (%)	22.2%	20.9%	28.9%	23.2%

Fuente: Estados Financieros Anuales Auditados e Intermedios No Auditados de EnerSur

- Existe una diferencia por US\$ 255 mil en el costo de ventas y gastos administrativos respecto a la información del mismo periodo trimestral a Junio 2014 informado oportunamente, debido a una reclasificación del gasto por seguros (en Junio 2014 se reportó como gasto administrativo debiendo ser gasto operativo).

Información de los Estados de Situación Financiera

Cifras en Miles de Dólares	Al 31 de diciembre de		Al 30 de junio de	
	2014	2013	2015	2014
Efectivo y Equivalente	28,530	25,485	16,800	32,996
Cuentas por Cobrar (Comerciales y Otras)	79,047	106,369	93,889	72,834
Impuesto a las Ganancias	-	3,379	-	1,184
Inventarios	82,770	78,798	78,076	77,624
Gastos Pagados por Anticipado	7,141	7,179	4,631	5,276
Total Activos Corrientes	197,488	221,210	193,396	189,914
Gastos Pagados por Anticipado	30,475	27,725	31,910	29,111
Propiedades, Planta y Equipo (Neto)	1,380,136	1,161,747	1,508,116	1,247,526
Activos Intangibles	512	147	536	621
Otros Activos No Corrientes	115,481	107,315	120,646	111,833
Total Activos No Corrientes	1,526,604	1,296,934	1,661,208	1,389,091
Total Activos	1,724,092	1,518,144	1,854,604	1,579,005
Pasivos Financieros	192,200	199,900	217,129	141,825
Cuentas por Pagar (Comerciales y Otras)	39,942	42,285	33,006	40,920
Otros Pasivos Corrientes	29,954	19,990	36,398	8,256
Total Pasivo Corriente	262,096	262,175	286,533	191,001
Pasivos Financieros	622,837	533,344	649,104	597,458
Otros Pasivos No Corrientes	102,801	83,872	101,571	99,447
Total Pasivo No Corriente	725,638	617,216	750,675	696,905
Total Pasivos	987,734	879,391	1,037,208	887,906
Capital Social	255,001	255,001	255,001	255,001
Resultados Acumulados	454,959	372,848	535,364	424,878
Otras Cuentas del Patrimonio	26,398	10,904	27,031	11,220
Total Patrimonio	736,358	638,753	817,396	691,099
Total Pasivo y Patrimonio	1,724,092	1,518,144	1,854,604	1,579,005

Fuente: Estados Financieros Anuales Auditados e Intermedios No Auditados de EnerSur

Indicadores Financieros

Cifras en Miles de Dólares	Por el periodo terminado el 31 de diciembre de		Por el periodo terminado el 30 de junio de	
	2014	2013	2015	2014
Índices de Liquidez				
Prueba Corriente	0.75x	0.84x	0.67x	0.99x
Prueba Ácida	0.41x	0.52x	0.39x	0.56x
Índices de Solvencia				
Endeudamiento Patrimonial	1.34x	1.38x	1.27x	1.28x
Endeudamiento de Largo Plazo	0.53x	0.53x	0.50x	0.56x
Índices de Rentabilidad				
Rentabilidad sobre Activos (ROA)	8.0%	8.4%	8.9%	8.8%
Rentabilidad sobre Patrimonio (ROE)	18.7%	19.9%	20.2%	20.1%

Fuente: Estados Financieros Anuales Auditados e Intermedios No Auditados de EnerSur

Prueba Corriente	Total Activo Corriente / Total Pasivo Corriente
Prueba Ácida	(Total Activo Corriente – Existencias – Gastos Pagados por Anticipado) / Total Pasivos Corrientes
Endeudamiento Patrimonial	Total Pasivo / Total Patrimonio
Endeudamiento de Largo Plazo	Pasivo No Corriente / (Inmuebles, Maquinaria y Equipo, Neto + Activos Intangibles)
Rentabilidad sobre Patrimonio	Utilidad Neta LTM / Total Patrimonio
Rentabilidad sobre Activos	Utilidad Neta LTM / Total Activo

13. Análisis y Discusión de la Administración acerca del Resultado de las Operaciones y de la Situación Económica y Financiera

13.1. Análisis de los Resultados Acumulados 31 de Diciembre de 2014 y 2013

Ingresos Operativos

Los Ingresos Operativos registrados por EnerSur al cierre de 2014 fueron de US\$ 618.9 millones, 1.5% mayores respecto al ejercicio anterior (US\$ 609.9 millones). El incremento se debió a los mayores ingresos por venta de potencia y peaje a Clientes Libres por los nuevos contratos firmados durante el año.

Utilidad Bruta

En el 2014, el Costo de Ventas fue de US\$ 353.8 millones, menor en 3.3% respecto al 2013 (US\$ 365.7 millones). Esta reducción se debe principalmente a menores costos de combustible, principalmente carbón y petróleo (R500 y diésel), producto de la menor generación de las centrales C.T. ILO21 y C.T. ILO1. Como consecuencia de ello el Margen Bruto fue de 42.8% (US\$ 265.1 millones), 2.8% por encima al margen alcanzado en el periodo anterior de 40.0% (US\$ 244.2 millones).

Utilidad Operativa

Los Gastos de Administración en el 2014 fueron de US\$ 24.6 millones, 5.7% menores a los de 2013 (US\$ 26.1 millones), debido principalmente a menores gastos por cargas de personal y otros gastos de gestión. El margen operativo en el año fue de 38.5% vs. 37.0% alcanzado en el 2013.

En el 2014, los Otros Ingresos (US\$ 2.2 millones) se redujeron con respecto a los de 2013 (US\$ 8.4 millones), principalmente porque en el 2013 se recibieron ingresos por (i) reembolso del seguro por un siniestro ocurrido en la C.T. ILO1 en el 2011 –reclamo cuyo monto total ascendió a US\$ 4.7 millones–, y (ii) penalidades cobradas a un contratista por un monto de US\$ 2.7 millones.

Gastos e Ingresos Financieros

En el 2014, los Ingresos Financieros (US\$ 0.4 millones) fueron 61.1% menores respecto a los de 2013 (US\$ 1.0 millones), debido principalmente a menores ingresos por depósitos a plazo.

Los Gastos Financieros de 2014 (US\$ 36.9 millones) disminuyeron en un 3.7% respecto a los del año anterior (US\$ 38.3 millones), debido principalmente a menores gastos por intereses a partir de las menores tasas de los préstamos de mediano y corto plazo, sumado a la redención de la Quinta Emisión del Primer Programa de Bonos Corporativos.

Utilidad Neta

La Utilidad Neta del ejercicio 2014 fue de US\$ 137.6 millones, 8.0% mayor a la de 2013 (US\$ 127.4 millones). La Utilidad Básica por Acción Común en el 2014 fue de US\$ 0.271, frente a US\$ 0.251 en el 2013.

Cabe mencionar que durante el cuarto trimestre de 2013 se registraron gastos no recurrentes por aproximadamente US\$ 1.5 millones relacionados a gastos por otros servicios.

Endeudamiento

Al 31 de diciembre del 2014, el 75% de la deuda a la fecha se encuentra en tasa fija mientras que el 25% restante a tasa variable la cual corresponde a: (i) Préstamo de largo plazo por US\$ 100 millones y (ii) Préstamos de corto plazo por US\$ 105 millones con vencimiento hasta marzo de 2016.

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

- i) En junio de 2014 se suscribió un contrato de préstamo sin garantía por la suma de US\$ 100 millones otorgado por los bancos The Bank of Tokyo-Mitsubishi UFJ, Ltd. y Sumitomo Mitsui Banking Corporation (por la suma de US\$ 50 millones cada uno), por un plazo de seis años. Este préstamo fue utilizado para refinanciar las deudas de corto plazo mantenidas a la fecha por el mismo importe cuyos fondos fueron utilizados para financiar activos fijos relacionados a los proyectos Quitaracsa y Nodo Energético

- ii) En julio de 2014 se suscribieron dos contratos de arrendamiento financiero con los bancos BBVA Continental y Banco de Crédito del Perú, cada uno hasta por un monto de US\$ 145 millones y un plazo de siete años y medio, destinados a financiar la construcción del proyecto Nodo Energético Planta Ilo.
- iii) En octubre del 2014 se suscribieron dos contratos de arrendamiento financiero con el banco BBVA Continental por un monto total de hasta US\$ 125 millones por un plazo de ocho años, destinados a financiar la construcción del proyecto de ampliación de la Central Termoeléctrica ChilcaUno.

Al 31 de diciembre de 2014, la Deuda Financiera fue de US\$ 807.7 millones, y se encuentra detallada en la nota 16 de los estados financieros auditados en el Anexo II del presente Prospecto Marco.

13.2. Análisis de los Resultados Acumulados al 30 de Junio de 2015 y 2014

El siguiente análisis de la gerencia del Emisor sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones deberá ser leído conjuntamente con los estados financieros del Emisor y las notas que los acompañan, y con la demás información incluida en otras secciones de este Prospecto Marco y en los Prospectos Complementarios. Los estados financieros han sido elaborados de conformidad con principios de contabilidad generalmente aceptados en el Perú.

Ingresos Operativos

Los ingresos registrados durante el primer semestre de 2015 ascendieron a US\$ 345.8 millones, mayor en 11.4% respecto al mismo periodo del año anterior (US\$ 310.3 millones) debido principalmente a entrada en vigencia de nuevos contratos con Clientes Libres y Clientes Regulados.

Costo de Ventas

Durante el primer semestre de 2015 el costo de ventas ascendió a US\$ 188.4 millones, mayor en 5.8% respecto al mismo periodo de 2014 (US\$ 178.0 millones). Este incremento es originado principalmente por mayores compras de energía, potencia y peaje, compensado con un menor consumo de petróleo (R500 y Diésel) y carbón producto de la menor generación de las C.T. ILO1 y C.T. ILO21.

Gastos de Administración

Los gastos de administración en el primer semestre de 2015, ascendieron a US\$ 11.3 millones, mayor en 1.1% respecto al mismo periodo de 2014 (US\$ 11.2 millones). Este incremento se debe principalmente a los mayores gastos por cargas de personal y otros gastos de gestión.

Gastos e Ingresos Financieros

Los gastos financieros netos durante el primer semestre de 2015 ascendieron a US\$ 15.2 millones, 10% menor respecto al mismo periodo de 2014 (US\$ 19.3 millones). Esta disminución se da a razón de menores intereses relacionados a:

- Arrendamientos financieros – debido a la amortización de la deuda según cronograma (C.T. ChilcaUno – Ciclo Combinado y C.T. ILO31). Cabe mencionar que los intereses de los arrendamientos financieros en etapa de construcción se capitalizan como parte del activo fijo.
- Bonos Corporativos – en junio de 2014 se realizó (según cronograma) la cancelación de la Quinta Emisión de Bonos Corporativos.
- Prepago de préstamo sindicado (US\$ 10 millones a junio 2014) en diciembre de 2014.

Utilidad Neta

La utilidad neta del primer semestre de 2015 ascendió a US\$ 100.0 millones, 38.8% mayor respecto del mismo periodo del 2014 (US\$ 72.1 millones).

Endeudamiento

Al 30 de junio de 2015, el 76% de la deuda a la fecha se encuentra en tasa fija mientras que el 24% restante a tasa variable la cual corresponde a: (i) Préstamo de largo plazo por US\$ 100 millones y (ii) Préstamos de corto plazo por US\$ 105 millones con vencimiento hasta marzo de 2016.

Durante el 2015, EnerSur ejecutó diversas operaciones con el objetivo de financiar nuevas inversiones y capital de trabajo, a través de préstamos bancarios de corto plazo otorgados por entidades financieras locales, con tasas de interés fija y variable, y con vencimientos entre julio de 2015 y marzo de 2016.

13.3. Cambios en los Responsables de la Elaboración y Revisión de la Información Financiera

Contabilidad

A la fecha de preparación de este Prospecto Marco, y durante los últimos dos (2) años, no se han producido cambios en los responsables de la elaboración y revisión de la información financiera de EnerSur, ni en los auditores externos.

El señor Jaime Dioses, Contador General de la sociedad que tiene a su cargo la contabilidad de la sociedad, tiene más de dos (2) años en dicho cargo; mientras, que los auditores externos son Beltrán, Gris y Asociados S. Civil de R.L. (miembro de Deloitte) desde el año 2001.

14. Restricciones a la Venta

General

Excepto en el Perú, no se ha iniciado ni se iniciará tramitación alguna, en ninguna jurisdicción que autorizaría una oferta pública de los Bonos, o la posesión o distribución de este Prospecto Marco o cualquier otro material de venta relacionado con los Bonos, en cualquier otro país o jurisdicción donde sea necesaria una autorización a tal efecto. El Agente Colocador de los Bonos, o cualquier tercero que pretenda colocar los Bonos, deberán cumplir con todas las leyes y regulaciones aplicables en todas aquellas jurisdicciones en las cuales adquieran, ofrezcan, vendan o entreguen Bonos, o aquéllas en las que tengan en posesión o distribuyan este Prospecto Marco o cualquier modificación del mismo.

Estados Unidos de América

No se ha solicitado para hacer oferta pública de los Bonos conforme a la Ley de Valores de los Estados Unidos de América (Securities Act de 1933) o a cualquier otra ley y/o regulación aplicable, y los Bonos no podrán ser ofrecidos ni vendidos dentro de los Estados Unidos de América ni a ninguna persona de los Estados Unidos de América, excepto en transacciones exoneradas del requisito de inscripción u otro pertinente conforme a la Ley de Valores de los Estados Unidos y/o cualquier otra norma aplicable estatal y/o federal de los Estados Unidos de América.

15. Reporte sobre el Cumplimiento del Código de Buen Gobierno Para las Sociedades Peruanas

Se incorpora al presente Prospecto Marco la información sobre el Cumplimiento de los Principios de Buen Gobierno Corporativo del Emisor que consta en el Anexo B de la Memoria Anual del Emisor al 31 de diciembre de 2014.

Anexo I - Contrato Marco de Emisión

Anexo II - Estados Financieros Individuales Auditados del Emisor por los Años Terminados el 31 de Diciembre de 2014 y 2013

Se incorpora al Prospecto Marco los Estados Financieros individuales auditados del Emisor al 31 de diciembre de 2014 y 2013, enviados por el Emisor al Registro Público del Mercado de Valores, los cuales mantienen su plena validez y vigencia.

Anexo III - Estados Financieros No Auditados Individuales del Emisor por los Periodos Terminados al 30 de Junio de 2015 y 2014

Se incorpora al Prospecto Marco los Estados Financieros no auditados individuales del Emisor al 30 de Junio de 2015 y 2014, enviados por el Emisor al Registro Público del Mercado de Valores, los cuales mantienen su plena validez y vigencia.

Anexo IV - Informe Tributario Ernst & Young

Anexo V - Informes de Clasificación de Riesgo

PROSPECTO MARCO

El presente prospecto marco (el "Prospecto Marco") debe ser leído conjuntamente con el complemento correspondiente a los valores que serán ofrecidos (según corresponda, el "Prospecto Complementario"), a fin de estar en la posibilidad de acceder a la información necesaria para entender todas las implicancias relativas a las ofertas públicas que serán efectuadas.



EnerSur S.A.

Sociedad anónima constituida bajo las leyes de la República del Perú

Tercer Programa de Bonos Corporativos de EnerSur

Hasta por un monto máximo en circulación de US\$ 500'000,000.00

(Quinientos Millones y 00/100 Dólares de los Estados Unidos de América) o su equivalente en Nuevos Soles

EnerSur S.A. (en adelante, indistintamente, "EnerSur", la "Compañía" o el "Emisor") emitirá Bonos Corporativos (los "Bonos") hasta por un monto máximo en circulación de US\$ 500'000,000.00 (Quinientos Millones y 00/100 Dólares de los Estados Unidos de América) o su equivalente en Nuevos Soles, a través del "Tercer Programa de Bonos Corporativos de EnerSur" (en adelante, el "Tercer Programa" o el "Programa"), bajo los alcances del Texto Único Ordenado de la Ley del Mercado de Valores, aprobado por Decreto Supremo N° 093-2002-EF (en adelante, indistintamente la "Ley" o la "Ley del Mercado de Valores") y del Reglamento de Oferta Pública Primaria y de Venta de Valores Mobiliarios, aprobado por Resolución CONASEV N° 141-98-EF/94.10 (en adelante, el "Reglamento") y la Ley General de Sociedades, aprobada por Ley N° 26887 (en adelante, la "Ley General"). El Tercer Programa establece la realización de múltiples emisiones de valores de contenido crediticio (cada una, una "Emisión" y, conjuntamente, las "Emisiones") cada una de las cuales podrá constar de una o más series (cada una, la "Serie" y, en conjunto, las "Series"). Los Bonos estarán representados por anotaciones en cuenta e inscritos en CAVALI S.A. ICLV ("CAVALI") y podrán ser negociados en la Rueda de Bolsa de la Bolsa de Valores de Lima ("BVL"), o en otro mecanismo centralizado de negociación, según se establezca en el respectivo Prospecto Complementario y Contrato Complementario. El Tercer Programa tendrá una vigencia de seis (6) años a partir de su inscripción en el Registro Público del Mercado de Valores ("RPMV") de la Superintendencia del Mercado de Valores ("SMV").

Los Bonos serán valores mobiliarios de contenido crediticio, nominativos, indivisibles y libremente negociables. Los Bonos devengarán intereses a una tasa a determinarse antes de la Fecha de Emisión según el Procedimiento de Colocación que se detallará en el Prospecto Complementario de la Emisión correspondiente. La Fecha de Emisión de los Bonos será definida por el Emisor. El pago del principal e intereses se realizará a través de CAVALI. El Emisor podrá rescatar la totalidad de los Bonos emitidos o parte de ellos si así lo estableciesen los respectivos Contratos Complementarios, Prospectos Complementarios y Avisos de Oferta pública, o de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 330 de la Ley General, siempre que se respete lo establecido en el artículo 89 de la Ley.

Este Prospecto Marco no constituye una oferta ni una invitación a ofertar, ni autoriza tales ofertas o invitaciones en los lugares donde tales ofertas o invitaciones sean contrarias a las respectivas Leyes Aplicables. Este Prospecto Marco debe leerse conjuntamente con el Prospecto Complementario correspondiente y con los Estados Financieros que forman o formen parte integrante de los mismos, así como por la información que se entienda incorporada por referencia, según corresponda.

Véase la Sección "Factores de Riesgo" en la página 20 del presente Prospecto Marco, la cual contiene una discusión de ciertos factores de riesgo que deberían ser considerados por los potenciales adquirientes de los Bonos ofrecidos.



Entidad Estructuradora



Agente Colocador



Representante de los Obligacionistas

ESTE PROSPECTO MARCO HA SIDO REGISTRADO EN EL REGISTRO PÚBLICO DEL MERCADO DE VALORES ("RPMV") DE LA SUPERINTENDENCIA DEL MERCADO DE VALORES ("SMV"), LO QUE NO IMPLICA QUE ELLA RECOMIENDE LA INVERSIÓN EN LOS VALORES QUE SEAN OFERTADOS EN VIRTUD DEL MISMO U OPINE FAVORABLEMENTE SOBRE LAS PERSPECTIVAS DE LA INVERSIÓN, O CERTIFIQUE LA VERACIDAD O SUFICIENCIA DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN EL PRESENTE DOCUMENTO.

La fecha de elaboración de este Prospecto Marco es 28 de octubre de 2015

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Este Prospecto Marco debe ser leído conjuntamente con los Estados Financieros anuales auditados y los Estados Financieros trimestrales no auditados de EnerSur incluidos en el presente documento, con las respectivas actualizaciones al Prospecto Marco y con los correspondientes Prospectos Complementarios de los Bonos a ser emitidos. La información incluida por referencia podrá ser consultada por los inversionistas en el RPMV de la SMV.

Los firmantes declaran haber realizado una investigación, dentro del ámbito de su competencia y en el modo que resulta apropiado de acuerdo con las circunstancias, que los lleva a considerar que la información proporcionada por el Emisor, o en su caso, incorporado por referencia, cumple de manera razonable con lo exigido en las normas vigentes, es decir, que es revelada en forma veraz, suficiente, oportuna y clara; y, con respecto a las ocasiones en que dicha información es objeto del pronunciamiento de un experto en la materia, o se deriva de dicho pronunciamiento, que carecen de motivos para considerar que el referido pronunciamiento contraviene las exigencias mencionadas anteriormente, o que dicha información se encuentra en discordancia con lo aquí expresado.

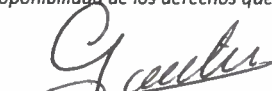
La responsabilidad por el contenido de este Prospecto Marco se rige por la Ley y en el Reglamento y sus normas modificatorias y complementarias.

Quien desee adquirir los Bonos que se ofrecen deberá basarse en su propia evaluación de la información presentada en el presente documento respecto al valor y a la transacción propuesta. La adquisición de los Bonos presupone la aceptación por el suscriptor o comprador de todos los términos y condiciones de la Oferta Pública tal como aparecen en el presente Prospecto Marco y en el respectivo Prospecto Complementario.

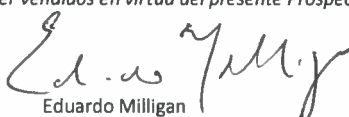
El presente documento se encuentra enmarcado dentro de la ley peruana por lo que cualquier persona interesada en adquirir los Bonos que pudiera estar sujeta a otra legislación, deberá informarse sobre el alcance de las leyes que le resulten aplicables, bajo su exclusiva responsabilidad. El presente documento no podrá ser distribuido en cualquier otra jurisdicción donde esté prohibida o esté restringida su divulgación.

El Emisor se encuentra sujeto a las obligaciones de informar estipuladas en la Ley del Mercado de Valores, así como a otras disposiciones pertinentes. Los documentos e información necesarios para una evaluación complementaria están a disposición de los interesados en el RPMV, en la dirección de la SMV, Av. Santa Cruz 315, Miraflores, Lima, Perú, donde podrán ser revisados y reproducidos. Asimismo, dicha información estará disponible para su revisión en la página web de la Bolsa de Valores de Lima a través del sistema Bolsa News en la dirección de Internet: www.bvl.com.pe a partir de su inscripción en el RPMV de la SMV.

El Emisor declara haber cumplido con lo dispuesto por la normatividad aplicable para efectos de la validez, y, según sea el caso, oponibilidad de los derechos que confieran los Bonos a ser vendidos en virtud del presente Prospecto Marco.



Michel Gantois
Gerente General
EnerSur S.A.



Eduardo Milligan
Gerente de Finanzas, Organización y Capital Humano
EnerSur S.A.



Gilda Spallarossa
Gerente Legal
EnerSur S.A.



Jaime Dioses
Contador General
EnerSur S.A.



Eduardo Gómez de la Torre Pratt
Entidad Estructuradora
Credicorp Capital Servicios Financieros S.A.



Rodrigo Mejía Galarreta
Entidad Estructuradora
Credicorp Capital Servicios Financieros S.A.



Alonso Miranda Vargas
Asesor Legal del Estructurador
Estudio Echecopar



Andrés Kuan Veng Cabrejo
Asesor Legal del Emisor
Estudio Muñiz, Ramírez, Pérez-Taiman & Olaya Abogados

Tabla de Contenido

1. Glosario de Términos	7
2. Resumen Ejecutivo y Financiero	13
2.1. Resumen de los Términos y Condiciones del Tercer Programa	13
2.2. Denominación y Domicilio del Emisor	16
2.3. Denominación y Domicilio de la Entidad Estructuradora	16
2.4. Denominación y Domicilio del Agente Colocador	16
2.5. Denominación y Domicilio del Representante de los Obligacionistas	16
2.6. Denominación y Domicilio del Agente de Pago	17
2.7. Factores de Riesgo	17
2.8. Breve descripción del negocio del Emisor	17
2.9. Resumen de la Información Financiera	17
3. Factores de Riesgo	20
3.1. Factores de Riesgo Asociados al País	20
3.2. Factores de Riesgo Relacionados al Negocio	22
3.3. Factores de Riesgo Relativos a los Bonos	26
4. Aplicación de los Recursos Captados	28
5. Descripción de la Oferta	29
5.1. Colocación de los Bonos	29
5.2. Costos de la emisión de los Bonos	30
5.3. Entidad Estructuradora	30
5.4. Agente Colocador	30
6. Descripción del Programa	31
6.1. Términos y Condiciones Generales del Programa	31
6.2. Obligaciones del Emisor	33
6.3. Restricciones y Responsabilidades Aplicables al Emisor	36
6.4. Eventos de Incumplimiento y Consecuencias	37
6.5. Representante de los Obligacionistas	40
6.6. Relación con Otros Valores del Emisor	41
6.7. Orden de Prelación de la Acreencia en caso de Liquidación	41
6.8. Clasificación de Riesgo	41
6.9. Proceso en Caso de Reestructuración Económica y Financiera, Disolución, Liquidación, Concurso o Quiebra del Emisor	42
6.10. Régimen Legal Aplicable	42
6.11. Modo en que se Representará la Titularidad de los Bonos y forma en que podrá Efectuarse su Transferencia	43
6.12. Mecanismos Centralizados de Negociación en que serán Registrados los Bonos	43
6.13. Tratamiento Tributario Aplicable a los Bonos	43
7. Información General del Emisor	44
7.1. Denominación y Domicilio del Emisor	44
7.2. Constitución e Inscripción en Registros Públicos	44
7.3. Objeto Social y Plazo de Duración	44
7.4. Capital Social y Estructura Accionaria	44
7.5. Grupo Económico	44
7.6. Estructura Corporativa de EnerSur	46
7.7. Transacciones y Saldos con Empresas Relacionadas	47
7.8. Reseña Histórica y Aspectos Generales	47
7.9. Convenio de Estabilidad Jurídica	48
7.10. Concesiones, Autorizaciones, Permisos y Licencias	48
8. Descripción de Operaciones y Desarrollo	49
8.1. Descripción del Emisor	49
8.2. Estrategia	49
8.3. Contratos de Suministro de Electricidad con Clientes (Libres y Regulados)	49
8.4. Principales Activos de EnerSur	52
8.5. Principales Proyectos en Construcción de EnerSur	55

8.6.	Ventas de Energía y Potencia	56
8.7.	Relación entre EnerSur y el Estado Peruano	57
8.8.	Políticas o Planes de Inversión	66
8.9.	Relación Económica con Otras Empresas en Razón de Préstamos o Garantías que Comprometan más del 10% del Patrimonio de EnerSur	66
8.10.	Personal de la Empresa	67
9.	Administración	68
9.1.	Directorio.....	68
9.2.	Cambios en el Directorio en los últimos periodos	70
9.3.	Principales Ejecutivos	70
9.4.	Vinculación entre Miembros del Directorio y la Plana Gerencial	71
9.5.	Directores Independientes/Dependientes	71
10.	Análisis del Sector y su Regulación	72
10.1.	Marco Regulatorio del Sector Eléctrico	72
10.2.	Cambios Normativos Relevantes	74
10.3.	Estructura del Sector Eléctrico	74
10.4.	Operación del Sistema Interconectado	76
10.5.	Organismos Reguladores y Supervisores.....	77
10.6.	Ventas de Empresas de Generación	78
10.7.	Ventas a Usuarios Regulados (empresas distribuidoras).....	78
10.8.	Ventas a Usuarios Libres.....	79
10.9.	Transferencia en el Mercado de Corto Plazo.....	79
10.10.	Autorizaciones y Concesiones	80
10.11.	Regulación Ambiental.....	80
10.12.	Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos	81
10.13.	Congestión de Líneas de Transmisión en el SEIN.....	82
10.14.	Suministro de Electricidad para el Mercado Regulado Sin Contratos	83
10.15.	Interrupción Total o Parcial de Suministro de Gas Natural	83
11.	Procesos Judiciales, Arbitrales o Procedimientos Administrativos	84
12.	Información Financiera Seleccionada del Emisor	85
12.1.	Información de los Estados Financieros	85
13.	Análisis y Discusión de la Administración acerca del Resultado de las Operaciones y de la Situación Económica y Financiera.....	87
13.1.	Análisis de los Resultados Acumulados 31 de Diciembre de 2014 y 2013.....	87
13.2.	Análisis de los Resultados Acumulados al 30 de Junio de 2015 y 2014	88
13.3.	Cambios en los Responsables de la Elaboración y Revisión de la Información Financiera	89
14.	Restricciones a la Venta	90
15.	Reporte sobre el Cumplimiento del Código de Buen Gobierno Para las Sociedades Peruanas.....	91
Anexo I - Contrato Marco de Emisión.....		92
Anexo II - Estados Financieros Individuales Auditados del Emisor por los Años Terminados el 31 de Diciembre de 2014 y 2013		93
Anexo III - Estados Financieros No Auditados Individuales del Emisor por los Periodos Terminados al 30 de Junio de 2015 y 2014		94
Anexo IV - Informe Tributario Ernst & Young		95
Anexo V - Informes de Clasificación de Riesgo		96

Información Disponible

Este Prospecto Marco contiene, a la fecha de su elaboración, en forma veraz, suficiente, clara y oportuna, aquella información provista por el Emisor que es relevante a efectos de entender las implicancias positivas y negativas de la transacción propuesta con la finalidad de que los potenciales inversionistas en los Bonos se encuentren en condiciones de adoptar decisiones libres e informadas respecto de los mismos.

El presente Prospecto Marco se entrega únicamente con el fin de permitir a los potenciales inversionistas en los Bonos evaluar los términos del Programa y no deberá ser considerado como una evaluación crediticia o una recomendación para comprar los Bonos por parte del Emisor, de la Entidad Estructuradora o del Agente Colocador (tal como se definen más adelante).

Las obligaciones de las partes involucradas en la transacción descrita en este Prospecto Marco han sido establecidas y serán gobernadas por aquellos documentos mencionados en el presente Prospecto Marco o en los respectivos Prospectos Complementarios y estarán sometidas, en su integridad y por referencia, a dichos documentos. Este Prospecto Marco contiene como Anexo I una copia del Contrato Marco de Emisión correspondiente al Tercer Programa (el "Contrato Marco"), sin embargo, para una completa descripción de los derechos y obligaciones de las partes involucradas en cada Emisión, se recomienda que el potencial inversionista en los Bonos revise el Prospecto Marco, el Contrato Marco, el respectivo Prospecto Complementario, el respectivo Contrato Complementario y el Contrato de Colocación, una copia de los cuales estará disponible en el RPMV de la SMV. Adicionalmente, se debe considerar al momento de evaluar el contenido de este Prospecto Marco, que éste incluye un resumen de las cláusulas relevantes del Contrato Marco y, al evaluar el contenido de un Prospecto Complementario determinado, que éste incluirá un resumen de las cláusulas relevantes del respectivo Contrato Complementario.

Los documentos antes mencionados serán entregados gratuitamente por el Emisor y por el Agente Colocador, según corresponda, a los potenciales inversionistas, cuando éstos lo soliciten.

Conforme a lo establecido en el artículo 18 del Reglamento, se incorporarán por referencia a este Prospecto Marco los Estados Financieros anuales auditados del Emisor correspondientes a los ejercicios 2013 y 2014 (Balance General, Estado de Ganancias y Pérdidas, Estado de Flujo de Efectivo y Estado de Cambios en el Patrimonio Neto, así como las correspondientes notas de los auditores), así como los Estados Financieros de situación no auditados al 30 de junio de 2014 y al 30 de junio de 2015, las Memorias Anuales correspondientes a los ejercicios 2013 y 2014, así como el Reporte sobre el Cumplimiento del Código de Buen Gobierno Corporativo para para las Sociedades Peruanas correspondiente al ejercicio 2014. Del mismo modo, se incorpora por referencia la información sobre grupo económico presentada por el Emisor. Dicha información está a disposición de los interesados en el RPMV de la SMV, sito en Avenida Santa Cruz 315, Miraflores, donde podrá ser revisada y reproducida. Asimismo, dicha información está disponible para su revisión a través del sistema Bolsa News de la Bolsa de Valores de Lima (www.bvl.com.pe). El Emisor declara que la información que se incorpora por referencia mantiene su validez y vigencia.

La distribución de este Prospecto Marco, así como la oferta y venta de los Bonos en ciertas jurisdicciones, puede estar restringida por las Leyes Aplicables de tales jurisdicciones. La Entidad Estructuradora y el Emisor instan a las personas que tengan acceso a este Prospecto Marco, a cualquier Prospecto Complementario o cualquier tipo de documentación referente a los Bonos, a informarse sobre tales restricciones y respetarlas. En particular, existen restricciones a la oferta y venta de los Valores en los Estados Unidos de América. Véase la sección "Restricciones a la Venta" de este Prospecto Marco.

La información contenida en el Prospecto Marco y en cualquiera de los Prospectos Complementarios no constituye ningún tipo de recomendación legal, comercial, financiera o tributaria sobre ningún aspecto. Cada inversionista que contemple la posibilidad de suscribir o adquirir los Bonos deberá realizar su propia investigación acerca de la situación legal, contable y financiera del Emisor, así como consultar con sus propios asesores legales, contables, financieros u otros acerca de tales aspectos.

Declaraciones Sobre el Futuro

Cierta información contenida en este Prospecto Marco o incorporada a éste por referencia constituyen “declaraciones sobre el futuro”. Salvo por la información sobre acontecimientos que ya han ocurrido, este documento contiene proyecciones sujetas a contingencias e imprecisiones. Los términos “creer”, “esperar”, “anticipar”, “contemplar”, “apuntar a”, “planear”, “intentar”, “proyectar”, “continuar”, “presupuestar”, “estimar”, “posiblemente”, “será”, “programación”, sus formas derivadas y otras expresiones similares se utilizan para identificar dichas declaraciones sobre el futuro. Las declaraciones sobre el futuro se basan necesariamente en un número de estimados y supuestos que si bien se consideran razonables, están inherentemente sujetos a cambios en las condiciones comerciales, económicas y competitivas, así como a contingencias. Es así que factores conocidos y desconocidos podrían causar que los resultados reales de EnerSur difieran materialmente de los proyectados en las declaraciones sobre el futuro. Dichos factores incluyen, sin estar limitados, a las fluctuaciones en el mercado cambiario, cambios en la situación económico-financiera del país, el ingreso de competidores en el sector eléctrico, contracciones económicas que afecten el ingreso de las empresas del sector eléctrico, reducciones del gasto público e inversiones privadas, restricciones al acceso a créditos, u otros cambios que ocurran en el Perú, a nivel nacional y de los gobiernos locales, en las leyes, los controles, la regulación y los sucesos políticos o económicos, así como otros cambios o condiciones que ocurran en los mercados internacionales. En este sentido, se advierte a los potenciales inversionistas en los Bonos que las declaraciones sobre el futuro no constituyen una garantía del desempeño futuro de EnerSur. Estas salvedades se aplican a toda declaración y declaraciones sobre el futuro contenidas en este Prospecto Marco. Dichas declaraciones sobre el futuro aparecen en todo el texto de este documento y en particular en las secciones “Resumen Ejecutivo”, “Factores de Riesgo”, “Información General del Emisor”, “Descripción de Operaciones y Desarrollo”, “Análisis y Discusión de la Administración acerca del Resultado de las Operaciones y de la Situación Económico Financiera” y se refieren, entre otras cosas, a las intenciones o creencias de EnerSur a la fecha de este Prospecto Marco, así como a las opiniones y expectativas de sus funcionarios y de la gerencia con respecto, entre otros, a (i) los planes de crecimiento de activos y financiamiento, (ii) las tendencias que puedan afectar la situación financiera o los resultados de las operaciones de EnerSur, (iii) el impacto de la competencia y la normativa aplicable, (iv) las inversiones de capital proyectadas, y (v) la liquidez de EnerSur.

EnerSur, la Entidad Estructuradora, el Agente Colocador, sus respectivos funcionarios y los asesores de todos ellos declaran que no asumen ninguna responsabilidad por la imprecisión de las declaraciones sobre el futuro efectuadas en el presente Prospecto Marco, así como tampoco asumen ninguna obligación de actualizar o revisar cualquier declaración sobre el futuro en función de nueva información, eventos futuros o cualquier otra causa, con excepción de las obligaciones informativas y responsabilidades previstas en las Leyes Aplicables. Para una información más detallada de los factores que pudieran afectar los resultados proyectados en las declaraciones sobre el futuro efectuadas por el Emisor en este Prospecto Marco, se recomienda que los potenciales inversionistas en los Bonos revisen la sección “Factores de Riesgo” de este Prospecto Marco, en la cual se presentan ciertos factores de riesgo que deberán ser considerados por los potenciales adquirentes de los Bonos ofrecidos.

1. Glosario de Términos

A menos que expresamente se señale lo contrario o el contexto requiera una interpretación en sentido distinto, en este Prospecto Marco los términos que se presentan a continuación tendrán los siguientes significados:

Año:	Es el período de doce (12) meses consecutivos de acuerdo al calendario gregoriano, contado desde una fecha específica.
Asamblea:	Es la Asamblea General, la Asamblea Especial, o ambas, según corresponda.
Asamblea Especial:	Es el órgano de representación de los Bonistas de una Emisión específica realizada en el marco del Programa, la cual se sujeta al quórum y las mayorías establecidas en el Contrato Marco.
Asamblea General:	Es el órgano de representación de los Bonistas de todas las Emisiones en circulación del Programa, aplicándose el quórum y las mayorías establecidas en el Contrato Marco.
Autoridades Gubernamentales:	Significa cualquier gobierno o autoridad nacional, regional, departamental, provincial o municipal, o cualquiera de sus dependencias o agencias, reguladoras o administrativas o cualquier entidad u organismo que, conforme a las Leyes Aplicables, ejerza poderes ejecutivos, legislativos, administrativos o judiciales, o que pertenezca a cualquiera de los gobiernos, autoridades o instituciones anteriormente citadas, con jurisdicción sobre las Personas o materias en cuestión.
Aviso de Oferta:	<p>Es cada aviso de Oferta Pública publicado por el Emisor en: (i) uno o más diarios de mayor circulación nacional, o (ii) cualquier otro medio autorizado por la SMV. Todo Aviso de Oferta será publicado al menos un (1) Día Hábil antes de la Fecha de Colocación.</p> <p>El Aviso de Oferta contendrá, como mínimo, la siguiente información: (i) identificación del Emisor, las Clasificadoras de Riesgo, la Entidad Estructuradora, el Agente Colocador, el Representante de los Obligacionistas y el Agente de Pago para la Emisión y/o Serie pertinente; (ii) denominación, monto, moneda, valor nominal y número de valores a emitirse en la respectiva Emisión y/o Serie; (iii) período de recepción de las órdenes de compra de los Bonos, Fecha de Colocación y Fecha de Emisión; (iv) clasificación de riesgo otorgada; (v) precio de colocación; (vi) referencia al mecanismo de colocación; (vii) lugar de pago; (viii) términos y condiciones de las opciones de rescate, incluyendo prima de rescate, si fuera el caso; y (ix) disponibilidad del Prospecto Marco y del Prospecto Complementario correspondiente.</p> <p>En el caso que el tipo de oferta a través del cual se colocarán Bonos sea el de Oferta Privada, se considerará Aviso de Oferta a la comunicación privada que el Emisor notificará a determinados inversionistas, de conformidad con el artículo 5 de la Ley.</p>
Barra:	Punto del sistema eléctrico preparado para entregar y/o retirar energía eléctrica.
BTU:	"British Thermal Unit" o "Unidad Térmica Británica" la cual es una unidad de medición de energía, equivalente a 1055,056 joules.
Bonistas:	Son las Personas que sean titulares de los Bonos.
Bonos:	Son valores mobiliarios representativos de deuda con un plazo de vencimiento mayor a un (1) Año, que serán emitidos por el Emisor en el marco del Programa, y en virtud del Contrato Marco y sus respectivos Contratos Complementarios.
BVL:	Es la Bolsa de Valores de Lima.
Capacidad Reservada Diaria (CRD):	Capacidad Reservada Diaria o máximo volumen de Gas Natural que Transportadora de Gas del Perú S.A. ("TGP") está obligado a transportar para EnerSur (Miles m ³ /día); la misma que constituye la cantidad fija diaria por la que se debe pagar, se utilice o no dicha capacidad de transporte.
Central Hidroeléctrica o C.H.:	Es una instalación que permite aprovechar las masas de agua en movimiento que circulan por los ríos para transformarlas en energía eléctrica, utilizando turbinas acopladas a los alternadores.

Central Termoeléctrica o C.T.:	Es una instalación que produce energía eléctrica a partir de la combustión de carbón, combustibles fósiles o gas natural.
CAVALI:	Es CAVALI S.A. ICLV, institución de compensación y liquidación de valores autorizada a operar como tal por la SMV o por la entidad que la sustituya.
CIU:	Clasificación Internacional Industrial Uniforme.
Clasificadoras:	Son las empresas clasificadoras de riesgo debidamente autorizadas por la SMV para actuar como tales.
Cientes Libres:	Son los Usuarios Libres que cuentan con un contrato de suministro de potencia y energía con el Emisor.
Cientes Regulados:	Son las empresas distribuidoras de electricidad que cuentan con un contrato de suministro de potencia y energía con el Emisor.
Costo Marginal de Corto Plazo:	Es el costo en que se incurre para producir una unidad adicional de electricidad en cualquier Barra del sistema de generación - transporte.
COES:	Es el Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado o la entidad que lo sustituya.
Conocimiento:	Es el efectivo conocimiento por parte de: (i) el Gerente General del Emisor, (ii) el Gerente de Finanzas, Organización y Capital Humano del Emisor, (iii) el Gerente Legal del Emisor; u (iv) otro funcionario del Emisor de cargo equivalente en razón de su intervención en los negocios del Emisor, y conforme con los parámetros de diligencia ordinaria exigidos para sus negocios.
Contratos Complementarios:	Son los contratos complementarios al presente Contrato Marco en los que se establecerán los términos y condiciones específicos de cada una de las Emisiones dentro del presente Programa. En caso de contradicción entre lo establecido en el Contrato Complementario y el Contrato Marco, prevalecerá lo regulado en el Contrato Marco.
Contrato Marco:	Es el Contrato Marco de Emisión de fecha 28 de octubre de 2015.
Control:	Es la capacidad de dirigir la administración de una persona jurídica. Salvo prueba en contrario, se presume la existencia de control en los siguientes casos: <ul style="list-style-type: none"> i. Cuando a través de la propiedad directa o indirecta de acciones, contratos de usufructo, prenda, fideicomiso o similares, acuerdos con otros accionistas o cualquier otro acto jurídico, se pueden ejercer más de la mitad de los derechos de voto en la junta general de accionistas de dicha persona jurídica, salvo que en la misma persona jurídica un tercero se encuentre en la situación prevista en el literal ii) siguiente. ii. Cuando sin contar con más de la mitad de los derechos de voto en la junta general de accionistas de dicha persona jurídica, pueden designar o remover a la mayoría de los miembros del directorio.
DGE:	Es la Dirección General de Electricidad del MEM o la entidad que la sustituya.
Deuda Financiera:	Para efectos de su inclusión en el Contrato Marco, es la sumatoria de los siguientes conceptos, sin que exista duplicidad: (i) sobregiros y préstamos bancarios; (ii) instrumentos de deuda de corto plazo; (iii) porción corriente de la deuda de largo plazo; y, (iv) deuda de largo plazo, conforme dichos términos se encuentran definidos en los estados financieros del Emisor, menos la Deuda Subordinada, dejándose expresa constancia que el concepto de Deuda Financiera no es necesariamente equivalente al total de los pasivos del Emisor reflejados en sus estados financieros.
Día:	Es un Día calendario, el cual comprende un período de veinticuatro horas que se inicia a las cero (0:00) horas y termina a las veinticuatro (24:00) horas del mismo Día.

Día Hábil:	Son los Días laborables en la República del Perú, que no incluye a los Días sábados, domingos y los feriados no laborables en la provincia de Lima reconocidos por el Estado Peruano. No obstante ello, para efectos del pago del principal y/o intereses de los Bonos, según corresponda, los Días Hábiles serán los Días en que CAVALI, el Banco Central de Reserva del Perú y las empresas bancarias que operen en la República del Perú presten atención regular al público en sus oficinas principales.
Documentos del Programa:	Son, de manera conjunta: (i) el Contrato Marco, (ii) el Prospecto Marco, (iii) los Contratos Complementarios, (iv) los Prospectos Complementarios, y (v) los Avisos de Oferta, incluyendo cualquier modificación a los mismos.
Dólares o US\$:	Es la moneda de curso legal en los Estados Unidos de América.
Efecto Sustancialmente Adverso:	Es cualquier acontecimiento o cambio en la condición económica o financiera del Emisor, o en sus negocios, o en el resultado de sus operaciones, o en las perspectivas del Emisor, que razonablemente afecte sustancial y adversamente la capacidad del Emisor para cumplir con sus obligaciones derivadas del Contrato Marco y los Contratos Complementarios.
Estados Financieros:	Son los estados financieros del Emisor conforme a las NIIF.
Eventos de Incumplimiento:	Son aquellos hechos, eventos o circunstancias señalados en la Cláusula Octava del Contrato Marco.
EIA:	Estudio de Impacto Ambiental.
GART:	Es la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de OSINERGMIN o la entidad que la sustituya.
Grupo Económico:	Es el grupo económico al que pertenece el Emisor, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CONASEV N° 090-2005-EF/94.10 y sus normas modificatorias, complementarias y sustitutorias.
GWh:	Gigavatio hora, unidad de medida de energía, equivalente a un millón de KV/hora.
Hechos de Importancia:	Son aquellos actos, decisiones, acuerdos, hechos, negociaciones en curso o información referida a una sociedad, o a sus valores, definidos como tales por el Reglamento de Hechos de Importancia e Información Reservada, aprobado por Resolución SMV N° 005-2014-SMV/01.
IGV:	Impuesto General a las Ventas.
INDECOPI:	Es el Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual o la entidad que lo sustituya.
ISC:	Impuesto Selectivo al Consumo.
KV:	Kilovoltio.
KW:	Kilowats.
Ley:	Es la Ley del Mercado de Valores, cuyo Texto Único Ordenado fue aprobado por Decreto Supremo N° 093-2002-EF, sus normas modificatorias o sustitutorias aplicables..
Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico:	Es la Ley N° 26876, según haya sido modificada.
Ley de Concesiones Eléctricas o LCE:	Es el Decreto Ley N° 25844, según haya sido modificado.
Ley General:	Es la Ley General de Sociedades, Ley N° 26887, normas modificatorias o sustitutorias aplicables.
Leyes Aplicables:	Es toda norma aplicable y vigente en la República del Perú.
Línea de Transmisión o L.T.:	Sistema de conductores y estructuras, cuyo objetivo es transmitir la energía eléctrica generada por las Centrales Hidroeléctricas o Térmicas hacia los centros de consumo a través de grandes distancias y en alta tensión, usualmente en niveles de 138 KV, 220 KV y 500 KV. Con estos niveles de tensión la energía es transmitida a un nivel de corriente menor reduciendo las pérdidas en las mismas.

m ³ std:	Metros cúbicos estándar.
MEF:	Es el Ministerio de Economía y Finanzas o la entidad que lo sustituya.
MEM:	Es el Ministerio de Energía y Minas o la entidad que lo sustituya.
Mercado de Corto Plazo:	Mercado en el cual se realizan las transferencias de potencia y energía, determinadas por el COES.
Mes:	Es el período contado a partir de cualquier Día de un mes calendario que termina el mismo Día del mes calendario siguiente o, en caso de no existir éste, el último Día de dicho mes.
MINAM:	Es el Ministerio del Ambiente o la entidad que lo sustituya.
MTPE:	Es el Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo o la entidad que lo sustituya.
MVA:	Megavoltio amperio, unidad de medida de la potencia aparente.
MW:	Megavatio, unidad de medida de la potencia, equivalente a kilovatios.
MWh:	Megavatio hora, unidad de medida de la energía, equivalente a mil KV/hora.
NTCSE:	Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos.
NIIF:	Son las Normas Internacionales de Información Financiera vigentes internacionalmente, aprobadas por el <i>International Accounting Standards Board</i> – IASB, vigentes y de aplicación en el Perú conforme a las Leyes Aplicables. Todo término contable no definido específicamente en el Contrato Marco será interpretado de conformidad con las NIIF vigentes.
Nuevos Soles o S/.	Es la moneda de curso legal en la República del Perú.
OEFA:	Es el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental o la entidad que lo sustituya.
Oferta Privada:	Medio a través del cual el Emisor, a su solo criterio y previa obtención de sus autorizaciones corporativas, y en coordinación con la Entidad Estructuradora, podrá efectuar la colocación privada de una o más Emisiones del Programa. Los términos y condiciones de las Emisiones que se coloquen por Oferta Privada se regirán por las condiciones generales establecidas en este Contrato Marco y el Prospecto Marco, y por las condiciones específicas que para cada caso establezcan las personas facultadas por el Emisor, en coordinación con la Entidad Estructuradora, en los respectivos Contratos Complementarios y/o Prospectos Complementarios.
Oferta Pública:	Invitación, adecuadamente difundida, que el Emisor dirige al público en general, o a determinado segmento de éste, para efectuar la colocación pública de una o más Emisiones del Programa, con sujeción a la Ley y su Reglamento. Los términos y condiciones de las Emisiones que se coloquen por Oferta Pública se regirán por las condiciones generales establecidas en este Contrato Marco y en el Prospecto Marco, y por las condiciones específicas que para cada caso establezcan las personas facultadas por el Emisor, en coordinación con la Entidad Estructuradora, en los respectivos Contratos Complementarios y/o Prospectos Complementarios.
OSINERGMIN:	Es el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería o la entidad que lo sustituya.
PAMA:	Programa de Adecuación y Manejo Ambiental.
Patrimonio Neto:	Es la cuenta patrimonio que figura en el balance general del Emisor.
PCSPT:	Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión.
Persona:	Es aquella persona natural o jurídica, asociación de hecho o de derecho, fideicomiso, entidad de gobierno o similar.
PMA:	Plan de Manejo Ambiental.
Precio de Barra de Energía:	Precio de la energía establecido por OSINERGMIN.

Precio de Potencia de Punta en Barra:	Precio de la potencia de punta establecido por OSINERGMIN.
Potencia Firme:	Es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad, de acuerdo a lo establecido por las Leyes Aplicables.
PPA:	Se refiere a los "Power Purchase Agreement" o contratos de compra de potencia y energía celebrados con clientes.
Programa:	Es el Tercer Programa de Bonos Corporativos de EnerSur.
Prospectos Complementarios:	Son los complementos al Prospecto Marco correspondientes a cada una de las Emisiones, incluyendo sus actualizaciones y modificaciones, en los que se establecerán los términos y condiciones específicos de cada una de las Emisiones dentro del Programa.
Prospecto Marco:	Es el prospecto informativo en el que se describen los términos y condiciones generales del Programa, según pueda ser actualizado o modificado.
Reglamento:	Es el Reglamento de Oferta Pública Primaria y de Venta de Valores Mobiliarios aprobado por Resolución CONASEV N° 141-98-EF/94.10 y sus normas modificatorias y complementarias aplicables.
Reglamento de Usuarios Libres:	Es el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad aprobado por Decreto Supremo N° 022-2009-EM.
Representante de los Obligacionistas:	Es la entidad que actúe como intermediario entre el Emisor y el Sindicato de Obligacionistas, según lo establecido en el artículo 325 de la Ley General y las Leyes Aplicables.
SBS:	Es la Superintendencia de Banca, Seguros y Administradoras Privadas de Fondos de Pensiones o la entidad que la sustituya.
SEIA:	Es el Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental.
SEIN o SINAC:	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, formado a partir de la interconexión entre el Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) y el Sistema Interconectado Sur (SIS). Las normas sobre la materia hacen referencia al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional indistintamente como SEIN o SINAC.
Servicio de Deuda:	Es la suma de intereses y de la amortización parcial o total del principal de los Bonos o, de ser el caso, sólo intereses, que deben ser pagados por el Emisor en una Fecha de Vencimiento y/o en la Fecha de Redención.
Servicio Público de Electricidad:	Es el suministro regular de energía eléctrica para uso colectivo, hasta los límites de potencia que sean establecidos por el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. A la fecha de elaboración de este Prospecto Marco, dicho límite de potencia para los suministros sujetos al régimen de regulación de precios está fijado en 200 KW. Aquellos usuarios cuya demanda se ubique dentro del rango de potencia establecido en el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad (mayor a 200 KW y menor a 2,500 KW), tienen derecho a optar entre la condición de Usuario Regulado o de Usuario Libre, conforme a lo establecido en la Ley N° 28832 y en el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad.
Sindicato de Obligacionistas:	Es la agrupación de todos los Bonistas, titulares de los Bonos emitidos ya sea en el marco de una Emisión específica o dentro del presente Programa.
Sistema Complementario de Transmisión:	Es el conjunto de activos o instalaciones de transmisión que no conforman el Sistema Garantizado de Transmisión, están incluidas dentro del Plan de Transmisión, y son construidas por iniciativa propia de los agentes. Sus instalaciones son aquellas cuya puesta en operación comercial se ha producido después de la promulgación de la Ley N° 28832.
Sistema Garantizado de Transmisión:	Es el conjunto de activos o instalaciones de transmisión conformado por las instalaciones incluidas en el Plan de Transmisión tal como ha sido definido por la Ley N° 28832, y que se construyen como resultado de un proceso de licitación. Sus instalaciones son aquellas cuya puesta en operación comercial se ha producido después de la promulgación de la Ley N° 28832.
Sistema Interconectado:	Es el conjunto de Líneas de Transmisión y sub-estaciones eléctricas conectadas entre sí, así como sus respectivos centros de despacho de carga, que permiten la transferencia de energía eléctrica entre

dos o más sistemas de generación.

Sistema Principal de Transmisión o SPT:	Es la parte del sistema de transmisión común al conjunto de generadores de un Sistema Interconectado que permite el intercambio de electricidad y la libre comercialización de energía eléctrica. Sus instalaciones son aquellas cuya puesta en operación se ha producido antes de la promulgación de la Ley N° 28832.
Sistema Secundario de Transmisión o SST:	Es la parte del sistema de transmisión destinado a transferir electricidad hacia un distribuidor o consumidor final. Sus instalaciones son aquellas cuya puesta en operación se ha producido antes de la promulgación de la Ley N° 28832.
SMV:	Es la Superintendencia del Mercado de Valores o la entidad que la sustituya.
Subestación o S.E.:	Es la instalación cuyo objetivo es modificar los niveles de tensión de la energía eléctrica, facilitando su transmisión y distribución. En general se categorizan en: Subestaciones elevadoras, situadas en las inmediaciones de las centrales eléctricas elevando el nivel de tensión antes de entrar a la red de transmisión; Subestaciones reductoras, que reducen el nivel de tensión y entregan la energía a la red de distribución para posteriormente entregarlo a los centros de consumo. Las Subestaciones principalmente están compuestas por transformadores de potencia, equipos de maniobra, medición, control y protección.
Subsidiarias:	Son las Personas jurídicas, entidades o empresas en las que el Emisor ejerza directa o indirectamente el Control.
Tarifa en Barra:	Se refiere al Precio de Barra de Energía, el Precio de Potencia de Punta en Barra, precio de transmisión del sistema principal y garantizado y/u otros cargos regulados fijados por OSINERGMIN para, entre otros fines, las ventas que realicen las empresas generadoras a las empresas distribuidoras para que éstas atiendan el Servicio Público de Electricidad.
Tipo de Cambio Contable SBS:	Es el tipo de cambio contable que se publique en la página web de la SBS (www.sbs.gob.pe) para el Día Hábil inmediato anterior a una fecha determinada. De no existir publicación para dicha fecha, se tomará la publicación para el Día Hábil inmediato anterior. Ante la falta de publicación en las dos fechas anteriores, se utilizará el tipo de cambio de venta correspondiente a la "Cotización de Oferta y Demanda – Tipo de Cambio Promedio Ponderado" (Resolución Cambiaria N° 007-91-EF/90) que publique la SBS en el Diario Oficial "El Peruano" para el Día Hábil inmediato anterior a dicha fecha, y de no existir publicación para tal fecha, se tomará la publicación para el Día Hábil inmediato anterior; de no existir estas últimas, en aplicación del art. 2 de la Resolución Cambiaria N° 007-91-EF/90, se utilizará el tipo de cambio de venta de oferta y demanda que rija en el Banco de Crédito del Perú.
Usuarios Libres:	Son aquellos consumidores finales de electricidad no sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen cuya máxima demanda anual sea mayor a 2,500 KW. Los consumidores finales cuya máxima demanda anual sea mayor de 200 KW hasta 2,500 KW, tienen derecho a elegir entre la condición de Usuario Regulado de Electricidad o de Usuario Libre de Electricidad, cumpliendo los requisitos y condiciones establecidos en el Reglamento de Usuarios Libres.
Usuarios Regulados:	Son aquellos consumidores finales de electricidad sujetos a regulación de precios cuya máxima demanda anual sea igual o menor a 200 KW. Los consumidores finales cuya máxima demanda anual sea mayor de 200 KW hasta 2,500 KW, tienen derecho a elegir entre la condición de Usuario Regulado de Electricidad o de Usuario Libre de Electricidad, cumpliendo los requisitos y condiciones establecidos en el Reglamento de Usuarios Libres.
Vinculadas y Afiliadas:	Son aquellas empresas relacionadas al Emisor, según los alcances del Reglamento de Propiedad Indirecta, Vinculación y Grupos Económicos, aprobado por Resolución CONASEV No 090-2005-EF/94.10 y sus normas complementarias, modificatorias y sustitutorias.

2. Resumen Ejecutivo y Financiero

2.1. Resumen de los Términos y Condiciones del Tercer Programa

Los términos y condiciones del Tercer Programa que se presentan a continuación hacen referencia a los términos y condiciones establecidos en el Contrato Marco, el mismo que se adjunta como Anexo I al presente Prospecto Marco. A continuación se presenta un resumen de las principales características del Tercer Programa, las cuales se encuentran detalladas en el Contrato Marco. Todas las Emisiones de Bonos que se realicen en el marco del Tercer Programa, ya sea mediante oferta pública primaria o mediante oferta privada (en todo lo que resulte aplicable), quedarán sometidas a los siguientes términos y condiciones generales:

- | | | |
|---------|----------------------------|---|
| 2.1.1. | Emisor: | EnerSur S.A. |
| 2.1.2. | Denominación del Programa: | Tercer Programa de Bonos Corporativos de EnerSur. |
| 2.1.3. | Tipo de Instrumento: | Bonos Corporativos. |
| 2.1.4 | Clase: | <p>En el caso que los Bonos sean colocados por Oferta Pública, éstos serán valores mobiliarios representativos de deuda, nominativos, indivisibles, libremente negociables y que estarán representados por anotaciones en cuenta.</p> <p>En caso que los Bonos sean colocados por Oferta Privada, éstos serán valores mobiliarios representativos de deuda, nominativos, indivisibles, representados por anotaciones en cuenta y se sujetarán a lo dispuesto en el artículo 5 de la Ley.</p> |
| 2.1.5. | Moneda: | Los Bonos correspondientes a una Emisión podrán ser emitidos en Dólares o en Nuevos Soles, según se establezca en los respectivos Contratos Complementarios, Prospectos Complementarios e informado a los inversionistas en el Aviso de Oferta respectivo. Los Bonos bajo la misma Emisión estarán expresados en la misma moneda. |
| 2.1.6. | Monto del Programa: | <p>Hasta por un monto máximo en circulación de US\$ 500'000,000.00 (Quinientos Millones y 00/100 Dólares) o su equivalente en Nuevos Soles. Para determinar el monto equivalente en Dólares de una Emisión y/o Serie en Nuevos Soles, se utilizará en la respectiva Fecha de Colocación el Tipo de Cambio Contable SBS.</p> <p>Toda vez que el Tercer Programa contempla la posibilidad de efectuar Ofertas Públicas y Ofertas Privadas, queda expresamente establecido que el Monto del Programa incluye el monto colocado de Bonos, tanto por Oferta Pública como por Oferta Privada.</p> |
| 2.1.7. | Vigencia del Programa: | <p>Seis (6) Años contados a partir de la fecha de inscripción del Tercer Programa en el RPMV de la SMV. El Programa no está sujeto a prórrogas.</p> <p>No obstante, se establece que, transcurridos tres (3) Años contados desde la inscripción del Tercer Programa en el RPMV de la SMV, en el caso que el Emisor decida efectuar nuevas Emisiones bajo el Tercer Programa, deberá presentar a la SMV un Prospecto Marco actualizado que consolide las modificaciones que correspondan.</p> |
| 2.1.8. | Emisiones: | Se podrá efectuar una o más Emisiones, según sea determinado por los funcionarios autorizados del Emisor. El importe de cada Emisión así como sus términos y condiciones específicas serán determinados por los funcionarios autorizados del Emisor en el Contrato Complementario correspondiente, e informados a la SMV y a los inversionistas a través de los respectivos Prospectos Complementarios, Contratos Complementarios y/o Avisos de Oferta. |
| 2.1.9. | Series: | Cada una de las Emisiones que formen parte del Programa podrá comprender una o más Series. El importe de cada Serie será establecido por los funcionarios autorizados del Emisor e informado a la SMV y a los inversionistas a través del Aviso de Oferta respectivo. |
| 2.1.10. | Valor Nominal: | El Valor Nominal de los Bonos será establecido por los funcionarios autorizados del Emisor en el Contrato Complementario correspondiente, e informado a la SMV y a los inversionistas a través de los respectivos Prospectos Complementarios y/o Avisos de Oferta. |

En el caso que se emitan Bonos con valores nominales distintos o que se hayan amortizado parcialmente los Bonos en circulación y sólo para fines del cómputo del quórum y mayorías para la adopción de acuerdos bajo el Contrato Marco, se tomará como unidad de referencia (redondeado al número entero más cercano) el menor valor nominal establecido para los Bonos entonces en circulación de forma tal que, para cada uno de los Bonos, se le asigne tantos votos como número entero de veces contenga la unidad de referencia.

- | | | |
|---------|--|--|
| 2.1.11. | Tipo de Oferta: | <p>Oferta Pública o Privada, según se defina en el respectivo Contrato Complementario y Prospecto Complementario.</p> <p>En caso de Ofertas Privadas resultará de aplicación lo dispuesto en la Cláusula Décimo Novena del Contrato Marco.</p> |
| 2.1.12. | Fecha de Colocación: | <p>Es la fecha en la cual se realiza el proceso de subasta de la Emisión o Serie, siguiendo el mecanismo de colocación establecido en el Prospecto Complementario respectivo. La Fecha de Colocación será definida por los funcionarios autorizados del Emisor y será informada a la SMV y a los inversionistas en el respectivo Aviso de Oferta.</p> <p>El Emisor se reserva el derecho de suspender o dejar sin efecto, en cualquier momento y sin necesidad de expresar causa alguna, la colocación de una o más Series o Emisiones de los Bonos del Programa, siempre y cuando no se hayan adjudicado los Bonos.</p> |
| 2.1.13. | Precio de Colocación: | <p>Los Bonos se podrán colocar a la par, sobre la par o bajo la par de acuerdo con las condiciones del mercado en la Fecha de Colocación, según sea definido por los funcionarios autorizados del Emisor en el Contrato Complementario correspondiente, e informado a la SMV y a los inversionistas a través de los respectivos Prospectos Complementarios y/o Avisos de Oferta.</p> |
| 2.1.14. | Tasa de Interés: | <p>La Tasa de Interés de los Bonos estará expresada en términos nominales anuales y será establecida por los funcionarios autorizados del Emisor antes de la Fecha de Emisión de cada Emisión y/o Serie, con arreglo al mecanismo de colocación que se establezca en el respectivo Prospecto Complementario.</p> <p>La Tasa de Interés podrá ser fija, variable, sujeta a algún índice de reajuste o cupón cero.</p> |
| 2.1.15. | Fecha de Emisión: | <p>La Fecha de Emisión de cada Emisión o Serie será informada a la SMV y a los inversionistas a través del Aviso de Oferta respectivo.</p> |
| 2.1.16. | Fecha de Redención y Fecha de Vencimiento: | <p>La Fecha de Redención es aquélla en la que vence el plazo de la respectiva Emisión o Serie y se amortiza en su totalidad el saldo vigente del principal.</p> <p>Las Fechas de Vencimiento son aquellas en las que se pagará el Servicio de Deuda de los Bonos, incluyendo cuando corresponda a la Fecha de Redención.</p> <p>En caso que alguna Fecha de Vencimiento y/o la Fecha de Redención no fuese un Día Hábil, el pago correspondiente será efectuado el primer Día Hábil siguiente y por el mismo monto establecido para la Fecha de Vencimiento que corresponda o en la Fecha de Redención según sea el caso, sin que los Bonistas tengan derecho a percibir intereses por dicho diferimiento.</p> |
| 2.1.17. | Pago del Principal y de los Intereses: | <p>El pago del Servicio de Deuda se realizará conforme se indique en los respectivos Contratos Complementarios y Prospectos Complementarios.</p> <p>En todos los casos, el pago será a través de CAVALI, en la moneda correspondiente a la respectiva Emisión y de acuerdo con lo establecido en el respectivo Contrato Complementario y Prospecto Complementario o bajo cualquier otro medio permitido bajo las leyes aplicables.</p> <p>Para efectos del pago, CAVALI reconocerá a los Bonistas que se encuentren registrados en el registro contable de dicha institución a más tardar el Día Hábil anterior a la Fecha de Vencimiento o Fecha de Redención, según sea el caso.</p> |
| 2.1.18. | Amortización: | <p>La forma en que el principal de los Bonos será amortizado será determinada por los</p> |

funcionarios autorizados del Emisor en el Contrato Complementario correspondiente, e informada a la SMV y a los inversionistas a través de los respectivos Prospectos Complementarios y/o Avisos de Oferta.

- 2.1.19. **Cupón:** Es el monto de los intereses a ser pagados a los Bonistas en las respectivas Fechas de Vencimiento o en la Fecha de Redención. Los intereses se empezarán a acumular a partir de la Fecha de Emisión de las respectivas Emisiones y/o Series y se pagarán de acuerdo con lo señalado en los respectivos Prospectos Complementarios.
- El Cupón será equivalente a la Tasa de Interés aplicada sobre el saldo no amortizado de los Bonos, por el tiempo transcurrido entre la Fecha de Vencimiento correspondiente y la Fecha de Vencimiento inmediata anterior.
- 2.1.20. **Plazo de las Emisiones:** El plazo de los Bonos de cada una de las Emisiones y/o sus respectivas Series será determinado por los funcionarios autorizados del Emisor en el Contrato Complementario correspondiente, e informado a la SMV y a los inversionistas a través de los respectivos Prospectos Complementarios y/o Avisos de Oferta.
- 2.1.21. **Garantías:** Los Bonos quedarán garantizados en forma genérica con el patrimonio del Emisor. Sin perjuicio de ello, se deja expresa constancia que el Emisor podrá otorgar las garantías específicas que estime conveniente, de acuerdo a lo que se establezca en los Prospectos Complementarios y/o Contratos Complementarios, de ser el caso.
- 2.1.22. **Procedimiento de Colocación:** El procedimiento de colocación de cada una de las Emisiones y/o Series será descrito en los respectivos Contratos Complementarios y/o Prospectos Complementarios.
- 2.1.23. **Destino de los Recursos:** Los recursos obtenidos de la colocación del Programa serán destinados: (i) a capital de trabajo; (ii) a solventar futuras necesidades de financiamiento del Emisor; (iii) a una reestructuración de los pasivos del Emisor; (iv) a otros usos corporativos; y/o (v) a aquellos fines establecidos en los Prospectos Complementarios y Contratos Complementarios.
- 2.1.24. **Opción de Rescate:** El Emisor podrá rescatar total o parcialmente los Bonos en cualquier fecha anterior a la Fecha de Redención, según sea especificado para cada Emisión en sus respectivos Prospectos Complementarios y Contratos Complementarios. Adicionalmente, el Emisor podrá rescatar las obligaciones emitidas o parte de ellas, en cualquiera de los casos contemplados en los Numerales 2 al 5 del artículo 330 de la Ley General. En uno u otro supuesto, se proveerá un trato equitativo para todos los obligacionistas, en concordancia con lo previsto en el artículo 89 de la Ley.
- 2.1.25. **Orden de Prelación:** No existe prelación entre las Series de una misma Emisión, ni entre las Emisiones que se realicen como parte del Programa, pactándose de esta forma en contrario de lo establecido por el artículo 309 de la Ley General. En tal sentido, en caso de liquidación del Emisor, todos los titulares de los Bonos que se emitan en el marco del Programa a partir de la fecha de suscripción del Contrato Marco, sea cual fuere la Emisión o Serie a la que pertenezcan, tendrán el carácter de *pari passu* en cuanto al pago de los intereses y el principal adeudados; salvo por aquellas Emisiones que cuenten con alguna garantía específica, en cuyo caso dichas Emisiones tendrán preferencia en el pago hasta por el importe del gravamen sobre los activos en garantía, sujeto a las preferencias establecidas por las Leyes Aplicables.
- 2.1.26. **Mercado Secundario:** Los Bonos podrán ser inscritos en la Rueda de Bolsa de la BVL o en otro mecanismo centralizado de negociación, según se defina en el Contrato Complementario correspondiente, e informado a la SMV y a los inversionistas a través de los respectivos Prospectos Complementarios y/o Avisos de Oferta.
- Los costos de la inscripción de los Bonos en dichos mecanismos centralizados de negociación serán por cuenta y costo del Emisor.
- 2.1.27. **Clasificación de Riesgo:** El Programa tendrá las clasificaciones de riesgo que le serán otorgadas por el número de Clasificadoras que determinen las Leyes Aplicables.
- 2.1.28. **Entidad Estructuradora:** Credicorp Capital Servicios Financieros S.A.

- 2.1.29. Agente Colocador: Credicorp Capital Sociedad Agente de Bolsa S.A. o la entidad que definan los funcionarios autorizados por el Emisor en coordinación con la Entidad Estructuradora en el Contrato Complementario correspondiente, e informado a la SMV y a los inversionistas a través de los respectivos Prospectos Complementarios y/o Avisos de Oferta.
- 2.1.30. Representante de los Obligacionistas: Scotiabank Perú S.A.A. o la entidad que lo sustituya de acuerdo a lo establecido en las Cláusulas Décima y Undécima del Contrato Marco.
- Asimismo, este término se refiere a aquellas entidades que pudieran ser designadas como representante de los obligacionistas por alguna de las Asambleas Especiales.
- 2.1.31. Lugar y Agente de Pago: CAVALI, con domicilio en Avenida Santo Toribio N° 143, oficina 501, San Isidro, Lima.
- 2.1.32. Destino del Principal e Intereses no Cobrados: El principal y los intereses que no sean cobrados dentro del plazo de prescripción que establezcan las Leyes Aplicables, incrementarán el patrimonio del Emisor.
- 2.1.33. Interés Moratorio: En caso de retraso en el cumplimiento de las obligaciones de pago por parte del Emisor, éste se obliga a pagar un interés moratorio que se aplicará automáticamente, sin necesidad de requerimiento o intimación alguna. El Interés Moratorio será igual al 20% del interés nominal anual de los Bonos pertenecientes a la Serie o Emisión y se aplicará sobre toda suma devengada cuyo pago se encuentre en mora. En caso las Leyes Aplicables en su oportunidad establecieran una tasa máxima de interés moratorio inferior al Interés Moratorio que resulte aplicable, entonces ésta se reducirá a dicha tasa máxima. El Interés Moratorio se aplicará en adición de los intereses compensatorios correspondientes.
- 2.1.34. Costos de la Emisión: Todos los costos relacionados con la emisión de los Bonos serán asumidos por el Emisor.
- 2.1.35. Copropiedad: En el caso de Copropiedad de los Bonos, los copropietarios que representen más del cincuenta por ciento (50%) del valor nominal de los mismos deberán designar ante el Emisor y el Representante de los Obligacionistas, por escrito con firma legalizada notarialmente, a una sola persona para el ejercicio de sus derechos como titulares, pero todos ellos responderán solidariamente frente al Emisor y el Representante de los Obligacionistas de cuantas obligaciones deriven de su calidad de Bonistas.

Los términos y condiciones específicos de cada una de las Emisiones de los Bonos que formen parte del Tercer Programa y que no hayan sido determinados en la presente sección, serán definidos en los respectivos Contratos Complementarios y Prospectos Complementarios, y comunicados a la SMV y a los potenciales inversionistas a través del correspondiente Aviso de Oferta.

2.2. Denominación y Domicilio del Emisor

El Emisor se denomina EnerSur S.A. y tiene su domicilio en Av. República de Panamá N° 3490, distrito de San Isidro, provincia y departamento de Lima, Perú. Su central telefónica es (511) 616-7979 y su fax (511) 616-7878.

2.3. Denominación y Domicilio de la Entidad Estructuradora

La Entidad Estructuradora es Credicorp Capital Servicios Financieros S.A., con domicilio en Av. El Derby N° 055, Torre 3, Piso 7, Centro Empresarial Cronos, distrito de Santiago de Surco, Lima 33, Perú. Su central telefónica es (511) 416-3333 y su número de fax es (511) 313-2359.

2.4. Denominación y Domicilio del Agente Colocador

El Agente Colocador es Credicorp Capital Sociedad Agente de Bolsa S.A., con domicilio en Av. El Derby N° 055, Torre 4, Piso 8, Centro Empresarial Cronos, distrito de Santiago de Surco, Lima 33, Perú. Su central telefónica es (511) 416-3333 y su número de fax es (511) 313-2915.

2.5. Denominación y Domicilio del Representante de los Obligacionistas

El Representante de los Obligacionistas es Scotiabank Perú S.A.A., con domicilio en Dionisio Derteano N° 102, distrito de San Isidro, Lima 27, Perú. Su central telefónica es (511) 211-6000.

2.6. Denominación y Domicilio del Agente de Pago

El Agente de Pago es CAVALI S.A. ICLV, con domicilio en Santo Toribio N° 143, distrito de San Isidro, Lima 27, Perú. Su central telefónica es (511) 311-2200.

2.7. Factores de Riesgo

Los potenciales inversionistas, antes de adoptar una decisión de inversión en los Bonos emitidos bajo el presente Tercer Programa deberán considerar cuidadosamente toda la información contenida en la sección “Factores de Riesgo” en la página 20 del presente Prospecto Marco, teniendo en cuenta sus propias circunstancias financieras y políticas de inversión.

2.8. Breve descripción del negocio del Emisor

EnerSur se constituyó en setiembre de 1996 bajo la denominación social de Powerfin Perú S.A. con la meta de adquirir los activos para generación de electricidad que eran propiedad de Southern Peru Copper Corporation (“SPCC”). La transferencia de los activos de generación y el inicio del suministro bajo el PPA suscrito con SPCC (según éste ha sido modificado), así como los demás contratos que regulan las relaciones entre ambas empresas, entraron en vigencia en abril de 1997. En agosto de 2007 se modificó su denominación social a EnerSur S.A.

EnerSur tiene como actividad principal la generación, comercialización y transmisión de energía eléctrica a través de sistemas secundarios, directamente o mediante consorcios o cualquier otra forma de asociación empresarial, contando a la fecha de este Prospecto Marco con cinco (5) centrales de generación eléctrica cuya capacidad instalada total asciende a 1,838 MW: Central Termoeléctrica Ilo, conocida como C.T. ILO1 (217 MW), Central Termoeléctrica Ilo21, conocida como C.T. ILO21 (135 MW), Central Hidroeléctrica Yuncán (134 MW), Central Termoeléctrica ChilcaUno (852 MW) y Central Termoeléctrica de Reserva Fría – Planta Ilo, conocida como ILO31 (500 MW); y una Subestación Eléctrica (S.E. Moquegua). Asimismo, a la fecha del presente Prospecto Marco, se encuentran en ejecución los siguientes proyectos de generación eléctrica que en conjunto representan una capacidad instalada de 825 MW: (i) Central Hidroeléctrica Quitaracsa (112MW) en Ancash, (ii) Central Termoeléctrica Nodo Energético Planta N° 2 Región Moquegua (Planta Ilo) (600 MW) en la provincia de Ilo (Moquegua) como parte del proyecto Nodo Energético del Sur del Perú, y (iii) ampliación de la Central Termoeléctrica ChilcaUno (113 MW).

2.9. Resumen de la Información Financiera

Los potenciales compradores de los Bonos que se emitirán a través del presente Tercer Programa deberán considerar con detenimiento, teniendo en cuenta sus propias circunstancias financieras y políticas de inversión, toda la información contenida en las Secciones “Información Financiera” y “Análisis y Discusión de la Administración acerca del Resultado de las Operaciones y de la Situación Económico Financiera” de este Prospecto Marco.

La información financiera seleccionada fue obtenida de los Estados Financieros auditados de EnerSur correspondientes al 31 de diciembre de 2014 y 2013, y de situación al 30 de junio de 2015 y 2014.

La información presentada deberá leerse conjuntamente con los Estados Financieros auditados individuales de EnerSur y las notas que los acompañan, y está íntegramente sometida por referencia a dichos Estados Financieros, los cuales se encuentran en el RPMV de la SMV. Los Estados Financieros auditados de EnerSur por el período terminando el 31 de diciembre de 2013 y 2014 han sido preparados de conformidad con los principios de contabilidad generalmente aceptados (“PCGA”) en el Perú y han sido auditados por Beltrán, Gris y Asociados S. Civil de R.L., firma miembro de Deloitte, quienes han emitido opinión sin salvedades. Dichos PCGA comprenden a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), las que incorporan las Normas Internacionales de Contabilidad (NIC) oficializadas a través de resoluciones emitidas por el Consejo Normativo de Contabilidad.

Información de los Estados de Resultados

Cifras en Miles de Dólares	Por los 12 meses terminados el 31 de diciembre de		Por los 6 meses terminados el 30 de junio de	
	2014	2013	2015	2014 ¹
Ingresos	618,881	609,917	345,805	310,324
Costo de Ventas	-353,812	-365,693	-188,409	-178,041
Utilidad Bruta	265,069	244,224	157,396	132,283
Margen Bruto (%)	42.8%	40.0%	45.5%	42.6%
Gastos Administrativos	-24,636	-26,092	-11,303	-11,176
Otros Gastos Operacionales (Neto)	-2,129	7,811	239	356
Utilidad Operativa	238,304	225,943	146,332	121,463
Margen Operativo (%)	38.5%	37.0%	42.3%	39.1%
Gastos Financieros (Neto)	-39,539	-40,141	-17,176	-19,149
Utilidad antes de Impuestos a la Renta	198,765	185,802	129,156	102,314
Impuesto a la Renta	-61,197	-58,379	-29,111	-30,213
Utilidad Neta	137,568	127,423	100,045	72,101
Margen Neto (%)	22.2%	20.9%	28.9%	23.2%

Fuente: Estados Financieros Anuales Auditados e Intermedios No Auditados de EnerSur

1. Existe una diferencia por US\$ 255 mil en el costo de ventas y gastos administrativos respecto a la información del mismo periodo trimestral a Junio 2014 informado oportunamente, debido a una reclasificación del gasto por seguros (en Junio 2014 se reportó como gasto administrativo, debiendo ser gasto operativo).

Información de los Estados de Situación Financiera

Cifras en Miles de Dólares	Al 31 de diciembre de		Al 30 de junio de	
	2014	2013	2015	2014
Efectivo y Equivalente	28,530	25,485	16,800	32,996
Cuentas por Cobrar (Comerciales y Otras)	79,047	106,369	93,889	72,834
Impuesto a las Ganancias	-	3,379	-	1,184
Inventarios	82,770	78,798	78,076	77,624
Gastos Pagados por Anticipado	7,141	7,179	4,631	5,276
Total Activos Corrientes	197,488	221,210	193,396	189,914
Gastos Pagados por Anticipado	30,475	27,725	31,910	29,111
Propiedades, Planta y Equipo (Neto)	1,380,136	1,161,747	1,508,116	1,247,526
Activos Intangibles	512	147	536	621
Otros Activos No Corrientes	115,481	107,315	120,646	111,833
Total Activos No Corrientes	1,526,604	1,296,934	1,661,208	1,389,091
Total Activos	1,724,092	1,518,144	1,854,604	1,579,005
Pasivos Financieros	192,200	199,900	217,129	141,825
Cuentas por Pagar (Comerciales y Otras)	39,942	42,285	33,006	40,920
Otros Pasivos Corrientes	29,954	19,990	36,398	8,256
Total Pasivo Corriente	262,096	262,175	286,533	191,001
Pasivos Financieros	622,837	533,344	649,104	597,458
Otros Pasivos No Corrientes	102,801	83,872	101,571	99,447
Total Pasivo No Corriente	725,638	617,216	750,675	696,905
Total Pasivos	987,734	879,391	1,037,208	887,906
Capital Social	255,001	255,001	255,001	255,001
Resultados Acumulados	454,959	372,848	535,364	424,878
Otras Cuentas del Patrimonio	26,398	10,904	27,031	11,220
Total Patrimonio	736,358	638,753	817,396	691,099
Total Pasivo y Patrimonio	1,724,092	1,518,144	1,854,604	1,579,005

Fuente: Estados Financieros Anuales Auditados e Intermedios No Auditados de EnerSur

Indicadores Financieros

Cifras en Miles de Dólares	Por el periodo terminado el 31 de diciembre de		Por el periodo terminado el 30 de junio de	
	2014	2013	2015	2014
Índices de Liquidez				
Prueba Corriente	0.75x	0.84x	0.67x	0.99x
Prueba Ácida	0.41x	0.52x	0.39x	0.56x
Índices de Solvencia				
Endeudamiento Patrimonial	1.34x	1.38x	1.27x	1.28x
Endeudamiento de Largo Plazo	0.53x	0.53x	0.50x	0.56x
Índices de Rentabilidad				
Rentabilidad sobre Activos (ROA)	8.0%	8.4%	8.9%	8.8%
Rentabilidad sobre Patrimonio (ROE)	18.7%	19.9%	20.2%	20.1%

Fuente: Estados Financieros Anuales Auditados e Intermedios No Auditados de EnerSur

Prueba Corriente	Total Activo Corriente / Total Pasivo Corriente
Prueba Ácida	(Total Activo Corriente – Existencias – Gastos Pagados por Anticipado) / Total Pasivos Corrientes
Endeudamiento Patrimonial	Total Pasivo / Total Patrimonio
Endeudamiento de Largo Plazo	Pasivo No Corriente / (Inmuebles, Maquinaria y Equipo, Neto + Activos Intangibles)
Rentabilidad sobre Patrimonio	Utilidad Neta LTM / Total Patrimonio
Rentabilidad sobre Activos	Utilidad Neta LTM / Total Activo

3. Factores de Riesgo

Los potenciales inversionistas, previo a tomar cualquier decisión de inversión respecto a los Bonos, deberán considerar cuidadosamente la información presentada en este Prospecto Marco, sus complementos y demás información disponible en el RPMV de la SMV y de manera particular la que se incluye en esta sección, sobre la base de su propia situación financiera y sus objetivos de inversión. La inversión en los Bonos conlleva ciertos riesgos relacionados tanto a factores internos como a factores externos al Emisor que podrían afectar el nivel de riesgo asociado a la inversión. A continuación se presenta una breve descripción de los principales factores de riesgo e incertidumbres que podrían afectar el nivel de riesgo asociado a la inversión en los Bonos.

Deberá tenerse en cuenta que los riesgos e incertidumbres que se describen a continuación no son los únicos que podrían afectar al Emisor. Podrían surgir riesgos e incertidumbres adicionales que el Emisor desconoce al momento en que se elaboró el presente documento. Los riesgos considerados actualmente como inmateriales por el Emisor no han sido incluidos. No se descarta que estos factores, desconocidos o considerados por el Emisor como inmateriales por el Emisor en la actualidad, puedan afectar en el futuro, de presentarse, los negocios del Emisor, su situación financiera o sus resultados de operación.

3.1. Factores de Riesgo Asociados al País

3.1.1. Riesgo País o Riesgo Estructural

Durante la década de 1990, se llevaron a cabo una serie de reformas de estabilización en el Perú, con el propósito de reestructurar al Estado, promover la inversión privada nacional y extranjera, y contribuir a la creación de una economía de libre mercado. Durante este período, las leyes y políticas proteccionistas o intervencionistas se fueron eliminando gradualmente. La economía peruana, en general, ha respondido favorablemente a esta transformación, lo cual se ha visto reflejado en el otorgamiento de una clasificación de riesgo de grado de inversión otorgada por las principales agencias clasificadoras del mundo.

En el 2014, la agencia estadounidense de riesgo crediticio Moody's elevó en dos escalones la calificación crediticia de la deuda a largo plazo en moneda extranjera del Perú, debido a las expectativas de que se acelere el crecimiento de la economía, se fortalezca su posición fiscal y de que reformas estructurales mejoren su potencial de expansión. Moody's subió la calificación a "A3" desde "Baa2" con una perspectiva estable. Asimismo, Fitch Ratings y Standard & Poor's Ratings Services, mantuvieron la calificación crediticia del Perú en 'BBB+' con perspectiva estable, dentro del grado de inversión, debido a que la coherencia de las políticas peruanas han permitido un alto crecimiento y estabilidad macroeconómica. Cabe mencionar, que según información publicada por el Ministerio de Economía y Finanzas, al 10 de setiembre de 2015 las antes mencionadas agencias de clasificación de riesgo han mantenido sus calificaciones crediticias correspondientes a la deuda a largo plazo en moneda extranjera del Perú.

Si bien el riesgo país ha disminuído en los últimos años, aún queda por mejorar la inestabilidad política, los índices de pobreza, el desempleo, los conflictos sociales y la presión fiscal, que son los principales factores que lo afectan. Los lineamientos económicos planteados por el actual gobierno no difieren, de forma significativa, de aquéllos orientados a la prudencia fiscal y el mantenimiento de los equilibrios macroeconómicos. En este contexto, el riesgo para el inversionista está constituido por la posibilidad de que el actual gobierno, o un gobierno futuro, no continúen con los procesos de reforma en marcha o modifiquen el rumbo de la política económica, afectando negativamente las condiciones de la operación del Emisor o de sus clientes.

Todos los activos y negocios del Emisor están ubicados en el Perú. En consecuencia, los negocios, situación financiera y resultados de operaciones del Emisor están correlacionados con el nivel de actividad económica, cambios en las políticas económicas y sociales, inestabilidad de los precios, inflación, entre otras variables del país, sobre los cuales el Emisor no tiene control.

En el pasado, el Perú ha experimentado periodos de grave recesión económica, grandes devaluaciones de la moneda, alta inflación, conflictos armados, expropiaciones, protestas, conflictos laborales, conmoción social, nacionalizaciones y restricciones para la conversión de moneda, operaciones bursátiles, entre otros sucesos. Estos han llevado a consecuencias económicas adversas sobre las cuales el Emisor no tiene control. Dada la coyuntura actual, la desaceleración económica a nivel global y nacional, no se puede garantizar que el Perú no experimente condiciones adversas similares en el futuro, ni la manera en que ello pueda afectar el negocio del Emisor, su situación financiera y sus resultados de las operaciones.

3.1.2. Riesgo Macroeconómico

Los resultados de EnerSur, al igual que los de la mayoría de empresas en el Perú, podrían verse afectados por el nivel de la actividad económica en el país. Variaciones en indicadores económicos tales como la inflación, el producto bruto interno, el saldo de la balanza de pagos, la depreciación/apreciación de la moneda, el crédito, las tasas de interés, la inversión y el ahorro, el consumo, el gasto y el ingreso fiscal, la inversión pública, la inversión privada, entre otras variables, podrían afectar el desarrollo de la economía peruana y, por lo tanto, podrían generar consecuencias con efectos adversos en los negocios y en los resultados del Emisor.

De esta manera, un deterioro en los indicadores macroeconómicos y en las expectativas futuras de los agentes económicos, traería como consecuencia una disminución en el volumen de sus operaciones y un debilitamiento en la calidad de su cartera, impactando finalmente en los resultados de EnerSur.

3.1.3. Riesgo de Procesos Inflacionarios

En el pasado, el Perú sufrió periodos de hiperinflación que perjudicaron considerablemente la economía peruana y la capacidad del gobierno para crear condiciones que favorecieran el crecimiento económico.

Como consecuencia de las reformas iniciadas en la década de los noventa, la inflación peruana disminuyó significativamente de una inflación de cuatro dígitos durante la década de los ochenta, a cifras en el rango de 1% a 3%.

En el caso que la economía del Perú experimente un proceso inflacionario significativo en el futuro, los costos y gastos administrativos podrían aumentar, lo cual podría afectar los márgenes operativos del Emisor. Las presiones inflacionarias podrían llevar a la intervención gubernamental en la economía, incluyendo la introducción de políticas gubernamentales que podrían afectar de manera adversa el rendimiento general de la economía peruana. Por ejemplo, en respuesta al aumento de inflación, el Banco Central del Perú, que establece la tasa de interés básica en el Perú, puede aumentar o disminuir la tasa de interés básica en un intento por controlar la inflación o fomentar el crecimiento económico.

La estructura operativa de ingresos y costos se encuentra altamente dolarizada e indexada a inflación. Asimismo sus principales activos, pasivos, ingresos y gastos se generan en Dólares y/o están indexados a inflación, por lo cual el Emisor está poco expuesto a riesgos ante fuertes procesos inflacionarios. Sin embargo, no se puede asegurar que dicha estructura se mantenga en el futuro.

3.1.4. Riesgo de Control Cambiario y Fluctuaciones Cambiarias

Durante décadas pasadas, el Estado Peruano adoptó políticas de control del mercado cambiario local, implementando restricciones tanto sobre el mercado cambiario como sobre el comercio en moneda extranjera. Sin embargo desde marzo de 1991, no existen controles cambiarios en el Perú. Actualmente, las operaciones de compra y venta de moneda extranjera se realizan a la tasa de cambio sujeta a la oferta y la demanda. No obstante, se debe evaluar la posibilidad de que estas restricciones o controles puedan volver a implementarse, tomando en cuenta que dichas restricciones o controles podrían afectar negativamente el rendimiento esperado por algún inversionista.

Asimismo, durante las décadas previas, la moneda peruana experimentó fuertes devaluaciones. Si bien en los últimos años, el Nuevo Sol ha mantenido un valor relativamente estable respecto al Dólar, existiendo periodos en los que incluso experimentó una revaluación de la moneda, en los últimos dos años el Nuevo Sol se ha depreciado de manera significativa, aunque en menor medida que otras monedas de la región, respecto del Dólar, consecuencia de la coyuntura global y local. Así como ha venido sucediendo en los últimos años, el comportamiento de la moneda podría alterarse por una mayor percepción de riesgo en el panorama político, cambios en los fundamentos de la economía y otros factores tanto internos como externos respecto de los cuales el Emisor no tiene control, por lo que no puede garantizarse que el ritmo de depreciación o apreciación de la moneda nacional se mantenga homogéneo.

Dada la estructura operativa de ingresos y costos altamente dolarizados, EnerSur está poco expuesta a riesgos ante fuertes devaluaciones debido a que sus principales activos, pasivos, ingresos y gastos se generan en Dólares. Sin embargo, no se puede asegurar que dicha estructura se mantenga en el futuro.

Al 30 de junio de 2015 el 40% de los ingresos del Emisor son en Dólares y el restante en Nuevos Soles. A la misma fecha, la pérdida (neta) por diferencia en cambio fue de US\$ 2,185 miles. Las políticas implementadas para controlar o mitigar potenciales impactos negativos consecuencia de variaciones de tipo de cambio son mediante la fijación del tipo de cambio a través de instrumentos financieros derivados (swaps de moneda).

3.1.5. Riesgo de Conflicto Social, Terrorismo y/o Vandalismo

En el pasado, el Perú experimentó niveles significativos de actividad terrorista, con actos importantes de violencia en contra del gobierno y el sector privado desde finales de la década de 1980 hasta inicios de la década de 1990. Si bien el accionar terrorista ha sido reducido con éxito, no existe garantía de que no se produzca un rebrote terrorista en el futuro y no se puede asegurar que dichas actividades no impacten negativamente en el negocio del Emisor.

Asimismo, el país todavía muestra niveles de pobreza crítica, desempleo y subempleo que no van de acuerdo con los logros obtenidos en el ámbito de la estabilidad económica, los cuales han beneficiado de manera diferenciada a distintas zonas del país. Dicho contexto socio-económico se ha reflejado en una serie de conflictos sociales en zonas específicas. En tal sentido, no puede asegurarse que alguno de dichos conflictos sociales no pueda devenir en actos violentos contra la propiedad pública y/o privada o afectar negativamente las operaciones del Emisor o la ejecución de sus proyectos lo cual, a su vez, podría afectar negativamente la situación financiera del Emisor y los resultados de sus operaciones.

Aunque el Emisor mantiene una adecuada cobertura de seguros para sus activos que los protege de los riesgos de Conflicto Social, Terrorismo o Vandalismo, e incluye regularmente en sus contratos cláusulas que limitan los riesgos por fuerza mayor, no se puede garantizar que la eventual ocurrencia de alguno de dichos eventos no pueda ocasionar la interrupción total o parcial de sus operaciones y/o afectar negativamente sus resultados financieros.

3.1.6. Riesgo de Desastres Naturales

El Perú se encuentra dentro de una región afectada regularmente por eventos de carácter natural tales como temblores, terremotos, inundaciones, deslizamientos, entre otros desastres naturales o fenómenos climatológicos. Tales condiciones pueden ocasionar daños físicos a los bienes y equipos del Emisor, el cierre o suspensión de uno o más de sus proyectos y/o centrales en operación, mano de obra inadecuada en los mercados e interrupciones temporales en el suministro de materiales o equipos.

De igual modo, las condiciones climáticas adversas, fuera del control del Emisor, pueden tener efecto significativamente adverso en sus actividades, resultados de operación y situación financiera.

Aunque el Emisor mantiene una adecuada cobertura de seguros para sus activos e incluye regularmente en sus contratos cláusulas que limitan los riesgos por fuerza mayor, no se puede garantizar que la eventual ocurrencia de alguno de dichos eventos no pueda ocasionar la interrupción total o parcial de sus operaciones y/o afectar negativamente sus resultados financieros.

3.1.7. Riesgo del Marco Legal Aplicable

De modo general, los inversionistas deben tener en cuenta que el marco legal aplicable al Emisor y a los Bonos puede ser susceptible de modificación en el tiempo. En tal sentido, no puede asegurarse que el marco legal actualmente vigente, se mantenga en el tiempo. Asimismo, debe considerarse que, durante los años recientes el número de tributos a que está sujeto el Emisor se ha mantenido relativamente constante, sin embargo no puede garantizarse que las normas tributarias que resultan aplicables al Emisor o la forma en que éstas sean interpretadas por las autoridades competentes no experimentarán modificaciones en el futuro, ni que dichas modificaciones no tengan efectos adversos en las operaciones del Emisor.

Adicionalmente, con fecha 20 de diciembre de 2012, EnerSur suscribió un Convenio de Estabilidad Jurídica con el Estado Peruano representado por ProInversión para que, por un plazo de diez (10) años tenga estabilidad de los regímenes del Impuesto a la Renta y de contratación de trabajadores que se encontraban vigentes a la fecha de la suscripción del convenio. A la fecha, EnerSur se encuentra evaluando la posibilidad de renunciar a dicho Convenio. Véase la Sección "Convenio de Estabilidad Jurídica" de este Prospecto Marco.

3.2. Factores de Riesgo Relacionados al Negocio

3.2.1. Riesgo Comercial

Las empresas generadoras que a la fecha de preparación de este Prospecto Marco forman parte del SEIN suman 46 compañías, y compiten entre sí por el mercado de contratos (Usuarios Libres y Usuarios Regulados).

En este sentido, debe tenerse en cuenta la posibilidad de que Usuarios Libres, empresas distribuidoras que no cuenten actualmente con contratos con el Emisor, o nuevas empresas por constituirse, pudieran contratar sus necesidades de potencia y energía eléctrica con cualquiera de los generadores existentes o nuevos que pudieran instalarse en el futuro.

Desde el año 2003, el Emisor viene implementando una política comercial que le ha permitido diversificar su base de clientes y reducir la participación sobre el total de sus ingresos de SPCC, uno de los principales productores y exportadores de cobre en el Perú. Un cliente de reconocido prestigio a nivel internacional y una de las empresas más grandes del Perú. La relación entre el Emisor y SPCC se inició en 1997 a través de un Contrato de Suministro de Energía denominado "*Power Purchase Agreement*" ("*PPA con SPCC*", según este ha sido modificado) por un plazo de vigencia de 20 años. Dicho contrato vencerá en abril de 2017 y no será renovado.

Durante el primer semestre de 2015, las ventas a Clientes Libres y Clientes Regulados representaron el 44.8% y 55.2%, respectivamente. Los principales clientes de la empresa son SPCC (27.9% sobre el total de ventas), Edelnor (26.4% sobre el total de ventas), Luz del Sur (12.4% sobre el total de ventas) y Antamina (9.5% sobre el total de ventas). Todos los mencionados clientes son empresas de reconocido prestigio y con una alta calidad crediticia.

Adicionalmente, EnerSur no descarta la posibilidad de celebrar contratos de *joint venture*, consorcio, asociación en participación, y/o contratos de naturaleza similar en virtud de los cuales desarrolle nuevos negocios vinculados a su giro comercial distintos a aquellos negocios relacionados con sus activos o proyectos en construcción a la fecha del presente documento. A la fecha, el Emisor no prevé la celebración de dichos contratos pero no descarta la posibilidad de celebrarlos en el futuro.

Finalmente, como en cualquier mercado, debe considerarse además la posibilidad que el ingreso de nuevos generadores al sistema eléctrico pueda originar un exceso temporal de oferta de energía, lo cual tendría como consecuencia una reducción en los precios de la misma; sin embargo, ello no afectaría los precios pactados en los contratos de suministro vigentes. Asimismo, si dichos nuevos

generadores que ingresaran tuvieran un menor costo total de producción que el resto de generadores, ello podría afectar el pago por potencia de los generadores existentes.

3.2.2. Riesgos de Construcción

El Emisor, dentro de sus planes de expansión de operaciones, se encuentra en proceso de construcción y/o ampliación de algunas centrales de generación eléctrica y/o demás infraestructura. En tal sentido, como en todo proceso de construcción, el Emisor asumirá distintos riesgos, tales como, escasez de trabajadores, huelgas de trabajadores, adversidades climáticas, necesidad de obtención de autorizaciones y licencias ambientales y/o administrativas, potenciales problemas geológicos, incremento de costos de construcción, demora en la entrega de equipos o materiales de construcción a las compañías encargadas de realizar las obras, ausencia de personal adecuado y calificado de los contratistas para ejecutar las obras y la ocurrencia de cualquier tipo de evento o hecho que ocasione demoras a cada una de las compañías encargadas de realizar las obras.

La ocurrencia de cualquiera de dichos eventos podría: (i) ocasionar demoras en los cronogramas previstos para la realización de las obras de construcción y/o ampliación de las centrales de generación eléctrica y/o demás infraestructura del Emisor lo que podría afectar los compromisos actuales del Emisor; (ii) originar incrementos en los costos previstos para la realización de dichas obras; y/o, (iii) afectar la operación de las centrales de generación eléctrica y/o demás infraestructura del Emisor.

3.2.3. Riesgo Climático y por Fenómenos Naturales

La capacidad nominal de generación del Emisor está compuesta en un 7.0% (junio de 2015) por generación hidroeléctrica y actualmente se encuentra construyendo una nueva Central Hidroeléctrica que incrementará su capacidad nominal de generación hidroeléctrica a 12.2%. Por tal razón, parte de las actividades del Emisor dependen de las condiciones hidrológicas prevaletientes a lo largo del tiempo en las cuencas de las cuales obtiene los recursos hídricos para sus operaciones.

De existir condiciones de sequía en las cuencas que alimentan la Central Hidroeléctrica que opera el Emisor (la Central Hidroeléctrica Yuncán y la futura Central Hidroeléctrica de Quitaracsa), éste deberá recurrir a la generación termoeléctrica de sus otras plantas, o, en último caso, a la compra de energía en el Mercado de Corto Plazo para poder completar el abastecimiento de sus contratos. Esta situación podría reducir el margen operativo y la utilidad neta en dicho periodo. Por lo tanto, no puede asegurarse que en el futuro temporadas de sequías no afecten adversamente los márgenes operativos del Emisor.

Por otro lado, "El Fenómeno del Niño" es un evento natural, de índole océano-atmosférico que se caracteriza, entre otros elementos físicos y atmosféricos, por: (i) un calentamiento intenso anormal de las aguas superficiales del mar frente a las costas del Perú y Ecuador; y, (ii) cambios climáticos que se generan a nivel regional y global.

La presencia de este fenómeno se ha podido observar en el Perú en muchas ocasiones, siendo catastrófico en cinco oportunidades: 1856, 1891, 1925, 1983 y 1997. No puede garantizarse que "El Fenómeno del Niño" no se repita en el futuro, ni preverse la frecuencia o intensidad de posteriores apariciones de éste fenómeno, ni asegurarse que éste no cause dificultades operativas para el Emisor en el futuro. En efecto, de acuerdo con información publicada en medios informativos durante los últimos meses, se esperaría la presencia de "El Fenómeno del Niño" para finales de este año e inicios del próximo, sin que aún se tenga claridad de la intensidad del mismo. En este sentido, el Emisor ha elaborado y comunicado a OSINERGMIN los planes de contingencia correspondientes a la Central Termoeléctrica ChilcaUno y la Central Hidroeléctrica Quitaracsa en donde se consideran las acciones correspondientes ante la ocurrencia de "El Fenómeno del Niño".

Por otro lado, el Perú (ubicación de los activos de operación de EnerSur) ha experimentado otros fenómenos naturales como terremotos e inundaciones. El 15 de agosto de 2007 un fuerte sismo de 7.9 en la escala de Richter se presentó en la costa central de Perú y afectó principalmente la provincia de Ica. Si bien EnerSur no se vio afectado por el terremoto en dicha oportunidad, tiene sus activos geográficamente diversificados y mantiene cobertura de seguros para cubrir las consecuencias en caso que se produzca un sismo que afecte sus activos u operaciones, en caso un evento similar ocurra en el futuro, la Compañía podría sufrir daños en su infraestructura o se podrían afectar ciertos equipos que generen desconexiones temporales y que, en consecuencia, podrían resultar en efectos adversos para las operaciones del Emisor.

3.2.4. Riesgo de Suministro de Combustible

Al 30 de junio de 2015, existen más de 3,344 MW en el SEIN que utilizan el gas natural de Camisea y su confiabilidad depende tanto de las actividades de extracción de Pluspetrol (suministro de molécula de gas), como del gasoducto que transporta el gas natural (transporte) desde los yacimientos de Camisea, que representan alrededor del 38% del total de generación del SEIN y de la distribución del gas natural a su llegada a Lima.

Esta dependencia produce que, ante una eventual falla del gasoducto, las unidades de las generadoras que utilizan combustible líquido empiecen a despachar, encareciendo el costo de operación del SEIN. Esta situación podría producir un efecto negativo en los resultados financieros del Emisor, tales como el resultado operativo, entre otros. Al respecto, cabe señalar que el Emisor cuenta con pólizas de seguro, y ha incluido cláusulas específicas en algunos de sus PPAs que permiten mitigar el riesgo en caso de una interrupción en el

suministro de gas. Adicionalmente, es necesario indicar que hasta diciembre de 2016 está vigente el Decreto de Urgencia N° 049-2008 el cual permite transferir los sobre costos de generación ante fallas del gasoducto a los consumidores finales.

Por otro lado, no puede anticiparse la posibilidad o los efectos en las operaciones o resultados del Emisor que pueden ser atribuibles a cambios en las normas vigentes, o su interpretación oficial, que tenga por objetivo incentivar el uso del gas natural proveniente de los yacimientos de Camisea. No es posible afirmar que estos cambios se realizarán ni tampoco es posible anticipar el impacto que pudieran tener sobre los resultados financieros del Emisor.

El Emisor utiliza el gas natural de Camisea para sus operaciones en su C.T. ChilcaUno. A junio de 2015, para esta central, el Emisor cuenta con los siguientes contratos: (i) contrato de molécula de gas natural con Pluspetrol por 3'950,000 m³std/día hasta noviembre del 2021, el cual puede ser ampliado por 5 años adicionales; (ii) contrato de transporte de gas con Transportadora de Gas del Perú (TGP) hasta abril del 2033, por 2'992,782 m³std/día de Capacidad Reservada Diaria el cual se incrementará a 3'942,315 m³std/día a partir de la llegada de la ampliación del gasoducto TGP (fecha de ingreso aproximadamente en el primer trimestre de 2016); y (iii) contrato de distribución de gas natural con Gas Natural de Lima y Callao (Cálidda) por una capacidad reservada diaria en modalidad firme de 3'437,075 m³std/día y capacidad reservada en modalidad interrumpible de 668,867 m³std/día hasta el 31 de diciembre de 2033.

En este sentido, mediante sus contratos de suministro de molécula de gas, transporte y distribución, el Emisor tiene cubierto el 100% de los requerimientos de la C.T. ChilcaUno, incluyendo lo necesario para el Proyecto de Ampliación de la central. Para mayor detalle sobre los aspectos relacionados al citado proyecto de ampliación, véase la Sección "Principales Proyectos en Construcción de EnerSur" de este Prospecto Marco.

3.2.5. Dependencia de Concesiones, Autorizaciones, Licencias y Permisos

El Emisor se encuentra sujeto a las Leyes Aplicables que requieren que obtenga, mantenga y renueve periódicamente, cuando corresponda, las autorizaciones, permisos y licencias, incluyendo aquellas autorizaciones, licencias y permisos de índole medioambiental, que se encuentren relacionadas con la operación del Emisor, entre otros, necesarios para la implementación de sus proyectos y desarrollo de sus actividades. El Emisor podría ser sancionado por parte de las autoridades competentes si incumple con dichas Leyes Aplicables, lo cual podría reflejarse en multas, revocaciones de licencias o, incluso, suspensión de sus actividades.

Actualmente, todas las actividades de generación eléctrica que realiza el Emisor a la fecha de elaboración de este Prospecto Marco cuentan con las respectivas concesiones definitivas y autorizaciones otorgadas por el Estado Peruano. Las concesiones definitivas han adquirido carácter contractual al otorgarse las escrituras públicas respectivas, se encuentran inscritas en el registro público correspondiente y constituyen ley entre las partes como consecuencia de ello. Conforme a la Ley de Concesiones Eléctricas, las mismas se extinguen por declaración de caducidad en los casos específicos allí establecidos o por aceptación de la renuncia presentada por el concesionario. Asimismo, la LCE permite al Estado declarar la caducidad de una Concesión Definitiva por causales distintas a las contempladas en dicha ley, en cuyo caso el Estado deberá indemnizar al contado al concesionario, sobre la base del "Valor Presente del Flujo Neto de Fondos a Futuro" que la respectiva concesión le genere, para lo cual se utilizará la tasa de actualización prevista en dicha ley.

Adicionalmente, todas las actividades de generación hidroeléctrica que actualmente realiza el Emisor cuentan con licencias o permisos otorgados por el MEM y la Autoridad Nacional del Agua que le permiten al Emisor el aprovechamiento de los recursos hidráulicos necesarios para sus actividades de generación hidroeléctrica conforme a lo dispuesto en las resoluciones correspondientes. De acuerdo a lo previsto en las Leyes Aplicables, las licencias correspondientes al uso de recursos hidráulicos para el desarrollo de actividades de generación hidroeléctrica se otorgan por plazo indeterminado.

Los derechos de uso de agua del Emisor pueden ser dejados sin efecto o modificados en los casos específicamente señalados en las Leyes Aplicables, tales como la falta de pago de la retribución correspondiente durante dos años consecutivos y el uso de los recursos hidráulicos para fines o condiciones distintas a las otorgadas.

El 31 de marzo de 2009, se publicó en el Diario Oficial "El Peruano" la Ley de Recursos Hídricos que sustituye a la Ley General de Aguas – Decreto Ley N° 17752, vigente desde julio de 1969. La nueva ley incluye disposiciones concordantes con lo establecido por el Decreto Legislativo N° 1081, que crea el Sistema Nacional de Recursos Hídricos y el Decreto Legislativo N° 1083, que promueve el Aprovechamiento Eficiente y Conservación de los Recursos Hídricos, ambos promulgados en junio de 2008.

Asimismo, la Ley de Recursos Hídricos ha introducido algunas novedades respecto a la participación de las comunidades campesinas y nativas en los beneficios de los proyectos de infraestructura hidráulica ejecutados en sus tierras, así como la participación de los consejos de cuenca en el otorgamiento de los derechos de uso de agua. La Ley fue Reglamentada por Decreto Supremo N° 001-2010-AG.

3.2.6. Riesgo de Cambios en la Regulación

Las operaciones del Emisor se encuentran sometidas al marco regulatorio del sector eléctrico en el Perú y a la interpretación y supervisión del cumplimiento de las mismas que realicen las Autoridades Gubernamentales competentes. Adicionalmente, sus ventas a empresas distribuidoras con el fin de que éstas atiendan el Servicio Público de Electricidad se encuentran en una proporción menor (17%

de la potencia contratada en el 2015, 5% en el 2016, disminuyendo hasta 2% en el 2020) sujetas a Tarifas en Barra que periódicamente aprueba la autoridad competente y en su mayoría a los precios producto de las licitaciones que convocan las empresas distribuidoras de conformidad con la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica. En tal sentido, la variación de los precios de venta a empresas distribuidoras no constituye un riesgo relevante. Adicionalmente, la variación de la Tarifa en Barra que fija el regulador está acotado a una banda cuyos límites están determinados por el +/- 10% del promedio ponderado de los precios de las Licitaciones. Por otro lado, el Emisor está sujeto a precios regulados de transmisión por el uso de redes de transmisión (del Sistema Principal, Sistema Garantizado, Sistemas Complementarios y de Sistemas Secundarios de Transmisión) y distribución, y al cumplimiento de las Leyes Aplicables en materia ambiental, entre otros.

En tal sentido, no puede garantizarse que el marco regulatorio del sector eléctrico vigente a la fecha de elaboración de este Prospecto Marco, o que la forma como éste es interpretado o aplicado por las Autoridades Gubernamentales competentes, se mantengan inalterados en el futuro, de manera que no afecten negativamente las operaciones o los resultados del Emisor. Véase la Sección “Descripción del Sector Eléctrico Peruano y su Regulación” de este Prospecto Marco.

Asimismo, no se puede garantizar que eventuales cambios en la legislación, incluyendo la legislación laboral y contable, puedan afectar la forma en la que el Emisor viene desarrollando sus actividades y que tales cambios no vayan a tener un efecto adverso en el Emisor.

3.2.7. Riesgo Ambiental

El Emisor se encuentra sujeto a la normativa relacionada a la protección del medio ambiente. Si bien el cumplimiento de las obligaciones asumidas en base a dichas normas puede implicar costos significativos y posibles limitaciones a las operaciones de EnerSur, el incumplimiento bajo los instrumentos ambientales podría generar la imposición de sanciones administrativas, civiles y penales, así como la imposición de medidas correctivas que aseguren el futuro cumplimiento de dichas obligaciones ambientales cuya ejecución represente costos importantes.

No obstante que, en opinión del Emisor, el diseño, ingeniería, construcción y operación de las instalaciones de las centrales de generación eléctrica y de Líneas de Transmisión que opera cumplen con las normas ambientales peruanas y los lineamientos ambientales establecidos en los respectivos instrumentos de gestión ambiental, no se puede garantizar que no aparezcan contingencias ambientales en el futuro que impliquen el pago de multas o la realización de inversiones en remediación ambiental.

Adicionalmente, es posible que en el futuro se establezcan nuevas regulaciones que generen el incremento de costos destinados a proteger el medio ambiente o que impongan nuevas y más estrictas responsabilidades y obligaciones a las empresas del sector eléctrico. No es posible estimar el impacto que dicha normativa tendría en la forma en la que el Emisor viene desarrollando sus actividades y que tal impacto no vaya a tener un efecto adverso en el futuro.

3.2.8. Riesgo Crediticio

El Emisor está expuesto al riesgo crediticio en caso las contrapartes no cumplan sus obligaciones. A pesar de que EnerSur busca reducir el riesgo de incumplimiento de las contrapartes al mantener una política de realizar estos acuerdos con instituciones altamente calificadas, una de las contrapartes podría incumplir, teniendo un efecto adverso en el resultado de las operaciones.

Sin embargo, el Emisor tiene una sólida cartera de clientes. A junio de 2015, la provisión por cobranza dudosa asciende a 0.007% del total de cuentas por cobrar de la empresa.

3.2.9. Riesgo de Procesos Judiciales

Por la naturaleza del negocio de EnerSur, éste puede verse involucrado en procesos judiciales, arbitrales y/o administrativos, los cuales, eventualmente, podrían tener un efecto adverso en los resultados económicos y/o financieros del Emisor. Sin perjuicio de ello, y según se detalla más adelante en la sección “Procesos Judiciales, Administrativos y Arbitrales”, a la fecha del presente Prospecto Marco, el Emisor no es parte en ningún procedimiento judicial, administrativo o arbitral que pueda, razonablemente, afectar de manera sustancialmente adversa a EnerSur.

No obstante, no puede asegurarse que, en el futuro, el Emisor se vea involucrado en uno o más procedimientos judiciales, administrativos o arbitrales y cuyos resultados puedan generar un efecto adverso en la situación financiera y resultados de operaciones del Emisor.

3.2.10. Riesgo por Compromisos

Al cierre de junio de 2015, el Emisor ha otorgado las siguientes garantías (cartas fianzas bancarias):

Beneficiario	Monto US\$	Emisión	Vencimiento	Concepto
Ministerio de Energía y Minas	55'000,000	20/01/2015	20/01/2016	Nodo Energético - Fiel Cumplimiento Compromiso de Inversión
Ministerio de Energía y Minas	11'184,625	04/05/2015	31/08/2015	C.H. Quitaracsa - Concesión Definitiva de Generación
Activos Mineros SAC	10'000,000	06/09/2014	06/09/2015	C.H. Yuncán - Derecho de Usufructo / Aportes Periódicos
Activos Mineros SAC	2'000,000	06/09/2014	06/09/2015	C.H. Yuncán - Fiel Cumplimiento del Contrato de Usufructo
Ministerio de Energía y Minas	4'500,000	19/06/2015	19/06/2016	C.T. ILO31 - Garantía de Operación del Contrato de Concesión
Petroperu S.A. - Operaciones Talara	1'606,220	18/08/2014	30/11/2015	Suministro de Energía para Refinería Talara
Ministerio de Energía y Minas	598,614	15/11/2014	15/11/2015	Ampliación ChilcaUno - Fiel Cumplimiento ejecución de obras
Ministerio de Energía y Minas	598,614	23/01/2015	01/03/2017	Nodo Energético - Fiel Cumplimiento Ejecución de Obras
Ministerio de Energía y Minas	393,600	12/11/2014	06/08/2016	Nodo Energético - Fiel Cumplimiento Obras L.T. 500KV
Edelnor S.A.A.	269,460	23/04/2015	23/04/2016	Licitación largo plazo
Luz del Sur S.A.A.	216,695	23/04/2015	23/04/2016	Licitación largo plazo
Hidrandina S.A.	142,445	23/04/2015	23/04/2016	Licitación largo plazo
Electronorte S.A.	101,124	23/04/2015	23/04/2016	Licitación largo plazo
Electrocentro S.A.	84,434	23/04/2015	23/04/2016	Licitación largo plazo
Electronoroeste S.A.	70,849	23/04/2015	23/04/2016	Licitación largo plazo
Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A.	46,222	23/04/2015	23/04/2016	Licitación largo plazo
Electro Sur Este S.A.A.	41,936	23/04/2015	23/04/2016	Licitación largo plazo
Ministerio de Energía y Minas	40,054	30/03/2015	31/08/2015	C.H. Quitaracsa - Concesión de Transmisión L.T. 220 KV
ELECTROSUR S.A.	31,985	23/04/2015	23/04/2016	Licitación largo plazo
Electropuno S.A.A.	28,107	23/04/2015	23/04/2016	Licitación largo plazo
Consorcio Eléctrico de Villacuri S.A.C.	2,956	23/04/2015	23/04/2016	Licitación largo plazo

Fuente: EnerSur

A la fecha de elaboración de este Prospecto no existen indicios de ningún hecho o incumplimiento que pudiera dar lugar a la ejecución de las garantías antes mencionadas. No obstante, no es posible asegurar que las garantías antes descritas no se ejecutarán durante la vigencia de los Bonos y/o del Programa.

3.3. Factores de Riesgo Relativos a los Bonos

3.3.1. Mercado Secundario para Bonos

Actualmente no existe un mercado secundario desarrollado para los Bonos ni para otros instrumentos de renta fija. No se puede asegurar que se desarrollará un mercado secundario para alguna serie de los Bonos o, en el caso de desarrollarse uno, que éste brinde a los titulares de los Bonos un nivel de liquidez adecuado a sus necesidades particulares ni que tal mercado subsistirá en el tiempo. Asimismo, aun si efectivamente llegara a desarrollarse un mercado para los Bonos, estos podrían negociarse a un precio descontado con respecto a su valor nominal.

3.3.2. Riesgo Tributario

En el Anexo IV del presente Prospecto Marco se presenta un resumen que constituye la opinión de Ernst & Young S.R.L., asesor tributario peruano, respecto del tratamiento tributario aplicable a los Bonos. El resumen se basa en leyes tributarias del Perú en vigencia a la fecha de este Prospecto Marco, las que están sujetas a modificaciones. Los inversionistas deberán asesorarse con sus propios asesores en impuestos en lo referido a las consecuencias tributarias que pudieran generarse por la compra, tenencia o disposición de los instrumentos a ser emitidos.

Adicionalmente, cabe señalar que los inversionistas deben tener en cuenta que siempre existe la posibilidad de cambios en la regulación vigente que podrían afectar al presente Tercer Programa.

Debe indicarse, asimismo, que mediante la Ley N° 30341, promulgada el 12 de setiembre de 2015, la que entrará en vigencia el 1 de enero de 2016, el Congreso de la República aprobó la exoneración del impuesto a la renta, hasta el 31 de diciembre de 2018, de las rentas provenientes de la enajenación de acciones y demás valores representativos de acciones realizadas a través de un mecanismo centralizado de negociación supervisado por la SMV siempre que se cumplan con determinados requisitos previstos en la referida Ley. Cabe agregar, sobre el particular, que dicha exoneración no afecta al tratamiento tributario aplicable a los Bonos y que se detalla en el Anexo IV del presente Prospecto Marco. En consecuencia, se deja constancia que para efectos de este Prospecto Marco y los Bonos, no debe considerarse el resumen presentado en el Anexo IV referido a cualquier valor mobiliario distinto a los valores mobiliarios representativos de deuda, como es el caso de los Bonos.

En cualquier caso, lo indicado en el Anexo IV del presente documento, no constituye una opinión legal sobre el tema y cada inversionista deberá buscar asesoría específica de parte de sus propios asesores legales y tributarios con la finalidad de determinar las consecuencias que se pueden derivar de su situación particular, de modo que cada inversionista pueda tomar su propia decisión sobre la conveniencia de adquirir los Bonos.

Finalmente, debe tenerse presente que nada garantiza que las exoneraciones contenidas en la referida sección serán prorrogadas o, en todo caso, que las exoneraciones prorrogadas tendrán el mismo alcance, motivo por el cual, las implicancias tributarias descritas podrían sufrir algún tipo de modificación en el futuro.

3.3.3. Riesgo Relacionado con el Sistema CAVALI

Para el posible inversionista en los Bonos existe el riesgo de que, debido a causas imputables a CAVALI o al Agente de Pago que la sustituya, se produzca un incumplimiento en la fecha y forma de efectuar el pago de los intereses o del capital de los Bonos. En este sentido, debe notarse que según el numeral 8.1.1 de la Cláusula Octava del Contrato Marco, dicho evento no podrá ser considerado como un Evento de Incumplimiento si éste se origina por causas imputables a CAVALI o al Agente de Pago que lo sustituya.

3.3.4. Riesgo de Volatilidad en la Tasa de Interés

Debido a la volatilidad de las tasas de interés inherente al mercado de capitales en el Perú, existe la posibilidad de que, de incrementarse las tasas de mercado, el valor de mercado de los Bonos emitidos en el marco del Tercer Programa se reduzca a niveles que afecten su rentabilidad real.

3.3.5. Cambios en la Clasificación de Riesgo Otorgada al Tercer Programa

La legislación peruana vigente a la fecha de este Prospecto Marco exige que los instrumentos de deuda a ser emitidos en el mercado de capitales peruano sean clasificados por al menos dos empresas Clasificadoras. Dicha clasificación debe ser actualizada periódicamente y podría variar respecto de la inicialmente otorgada. Dicha clasificación evalúa diversos factores tanto del Emisor como del instrumento emitido. Las clasificaciones de riesgo otorgadas por las Clasificadoras son opiniones emitidas sobre la base de una evaluación de diversos factores que afectan al Emisor entre los que podemos mencionar su resultado económico y financiero y, expectativas respecto del flujo esperado del Emisor.

No se puede asegurar que las clasificaciones de riesgo otorgadas a los Bonos bajo el marco del presente Tercer Programa se mantengan en el futuro, pudiendo variar y afectar el precio y rendimiento de dichos instrumentos.

4. Aplicación de los Recursos Captados

Los recursos que se obtengan mediante la Emisión de los Bonos serán destinados: (i) a capital de trabajo; (ii) a solventar futuras necesidades de financiamiento del Emisor; (iii) a una reestructuración de los pasivos del Emisor; (iv) a otros usos corporativos; y/o (v) a aquellos fines establecidos en los Prospectos Complementarios y Contratos Complementarios.

5. Descripción de la Oferta

La información presentada en esta sección constituye un resumen de las principales disposiciones del Contrato Marco. Para una completa descripción de los derechos y obligaciones del Emisor, del Representante de los Obligacionistas y de los Bonistas, el potencial inversionista en los Bonos deberá revisar el Contrato Marco, el Contrato de Colocación, el respectivo Contrato Complementario, copia de los cuales estarán disponibles en el RPMV de la SMV. El procedimiento de colocación aplicable a cada una de las Emisiones bajo el Tercer Programa será establecido de manera particular en el respectivo Prospecto Complementario.

5.1. Colocación de los Bonos

5.1.1. Tipo de oferta

Los Bonos a emitirse en el marco del Tercer Programa podrán ser colocados a través de una Oferta Pública o de una Oferta Privada, de conformidad con lo dispuesto por el artículo 4 y el artículo 5 de la Ley, respectivamente. El tipo de oferta a utilizar para cada una de las Emisiones de los Bonos será determinado en el respectivo Contrato Complementario y Prospecto Complementario.

No existe un límite mínimo de colocación para las Emisiones o Series a realizarse dentro del Tercer Programa. El Emisor se reserva el derecho de suspender o dejar sin efecto, en cualquier momento anterior a la comunicación a los inversionistas de la respectiva adjudicación y sin necesidad de expresar causa alguna, la colocación de una o más de las Series de los Bonos a emitirse dentro del Tercer Programa.

5.1.2. Inversionistas

La oferta de los Bonos a emitirse bajo el Tercer Programa que sea efectuada a través de una Oferta Pública podrá ser dirigida al público en general o a un segmento de éste.

La oferta de los Bonos a emitirse bajo el Tercer Programa que sea efectuada a través de una Oferta Privada se dirigirá exclusivamente a Inversionistas Institucionales (tal como dicho término se define en el Anexo 1 del Reglamento del Mercado de Inversionistas Institucionales aprobado por Resolución SMV N° 021-2013-SMV/01).

Se tiene previsto realizar una o más Emisiones sucesivas de Bonos, no existiendo restricciones a su venta, salvo por aquellas indicadas en la Sección "Restricciones a la Venta" de este Prospecto Marco referidas a ofertas y ventas en jurisdicciones distintas al Perú.

5.1.3. Emisiones colocadas mediante Oferta Privada

Conforme con lo establecido en el Contrato Marco, el Emisor está facultado para efectuar la colocación de una o más Emisiones a través de Ofertas Privadas, a su solo criterio.

Considerando que el monto máximo de emisión del Tercer Programa incluye las colocaciones por Oferta Pública y por Oferta Privada, para efectos de establecer dicho monto máximo se tendrá en cuenta el total de Emisiones efectuadas por Oferta Pública y por Oferta Privada realizadas por el Emisor como parte del Tercer Programa a una determinada fecha de cálculo.

En caso se coloque una o más Emisiones del Tercer Programa a través de una Oferta Privada, se tendrá en cuenta lo siguiente:

- Los términos y condiciones de dichas Emisiones privadas se regirán por las condiciones específicas que para cada caso establezca el Emisor en los respectivos Contratos Complementarios y/o Prospectos Complementarios; y en ningún caso podrán contener estipulaciones que se opongan o resulten incompatibles con los términos y condiciones generales del Tercer Programa establecidos en el Contrato Marco.
- Para efectos de la difusión de la Oferta Privada de los Bonos, el Emisor cursará invitaciones privadas mediante fax, carta, correo electrónico o cualquier otro medio, según se establezca en los respectivos Contratos Complementarios y/o Prospectos Complementarios.

El Emisor deberá informar a la SMV, como Hecho de Importancia, los principales términos y condiciones de las Emisiones colocadas mediante Oferta Privada. Asimismo, en el caso de Emisiones colocadas mediante Oferta Privada, el Emisor también informará los resultados de la colocación, incluso en los casos en que el valor nominal de la respectiva Emisión se encuentre por debajo del 15% (quince por ciento) del capital social pagado del Emisor a la fecha de realización de la respectiva colocación. Los Bonos que vayan a ser colocados mediante Oferta Privada podrán ser inscritos en los registros que para tal efecto lleva cada una de las AFP, para efectos de calificar como inversión elegible para dichas entidades, de conformidad con lo dispuesto por las Leyes Aplicables.

5.1.4. Medios de difusión de las colocaciones por Oferta Pública

Los términos y condiciones específicos de cada Emisión o Serie a ser colocada por Oferta Pública serán informados a los inversionistas a través del registro del respectivo Prospecto Complementario en el RPMV de la SMV y, adicionalmente, mediante el Aviso de Oferta que se publicará: (i) en uno o más diarios de mayor circulación nacional, con, cuando menos, una anticipación de un (1) día hábil anterior a la Fecha de Colocación respectiva; y/o, (ii) en cualquier otro medio autorizado por la SMV.

El presente Prospecto Marco y los respectivos Prospectos Complementarios estarán disponibles para su evaluación en las oficinas del Agente Colocador, la oficina principal del Emisor y en el RPMV de la SMV. Adicionalmente, se podrán utilizar los medios de difusión comunes a este tipo de transacciones como presentaciones, prospectos informativos, resúmenes de prospecto, entre otros. Los resúmenes de prospecto constituyen una síntesis de la información presentada en los Prospectos Marco y los respectivos Prospectos Complementarios, debiéndose remitir a estos últimos para tomar cualquier decisión de inversión, de conformidad con la normatividad vigente.

5.1.5. Recepción de propuestas y mecanismo de adjudicación

El mecanismo de recepción de propuestas y adjudicación de los Bonos será definido en los correspondientes Prospectos Complementarios de cada Emisión.

5.2. Costos de la emisión de los Bonos

Corresponderá al Emisor asumir, a su entero y exclusivo cargo, todos los gastos, derechos y contribuciones que se originen y/o deriven de la emisión de los Bonos y de los documentos públicos o privados que sean necesarios para su debida formalización y emisión; incluyéndose en éstos el pago de cualesquiera derechos, contribuciones e impuestos que deban efectuarse para dicho fin ante la SMV o ante cualquier otra entidad pública o privada, según corresponda.

5.3. Entidad Estructuradora

Credicorp Capital Servicios Financieros S.A., con domicilio en Av. El Derby N° 055, Torre 3, Piso 7, Centro Empresarial Cronos, distrito de Santiago de Surco, Lima 33, Perú, actuará como Entidad Estructuradora. El desarrollo de las actividades de la Entidad Estructuradora está regulada por la Ley; el Reglamento, y sus normas modificatorias y complementarias.

5.4. Agente Colocador

Credicorp Capital Sociedad Agente de Bolsa S.A., con domicilio en Av. El Derby 055, Torre 4, Piso 8, Centro Empresarial Cronos, Santiago de Surco, actuará como Agente Colocador.

Las obligaciones de un Agente Colocador están normadas por la Ley y el Contrato de Colocación. El Agente Colocador se ha obligado ante el Emisor a colocar las Emisiones de los Bonos del Tercer Programa bajo la modalidad de mejores esfuerzos ("*Best Efforts*"), es decir, constituye una obligación de medios y no de resultados. Asimismo, el Agente Colocador no ha otorgado al Emisor ninguna garantía parcial o total de colocación de los Bonos.

La colocación de los Bonos se realizará de acuerdo a las condiciones del mercado a la fecha en que ella se realice, precisándose que no se aplicarán prácticas de estabilización de precios que puedan mantener o afectar el precio de los valores a ser ofrecidos.

Las principales obligaciones asumidas por el Agente Colocador frente al Emisor bajo el Contrato de Colocación son las siguientes:

- Realizar sus mejores esfuerzos con la finalidad de colocar todos y cada uno de los Bonos.
- Mantener en sus oficinas, a disposición de los interesados, copias físicas o virtuales suficientes del Prospecto Marco y de los Prospectos Complementarios respectivos, para fines de consulta por los potenciales inversionistas.
- Informar a las personas interesadas, las principales características de la Emisión.
- Realizar la colocación primaria de los Bonos que el Emisor emita dentro del marco del Programa.
- Recibir las propuestas de compra en los horarios estipulados para tal efecto.
- Informar al Emisor por escrito el resultado del proceso de colocación de los Bonos dentro del Día Hábil en que se culmine el proceso de colocación respectivo.
- Dar a conocer a los adjudicatarios de la subasta el monto asignado y el precio respectivo.
- Depositar los fondos producto de la colocación de cada una de las emisiones y/o series de los Valores a realizarse bajo el Programa, dentro del Día Hábil previsto en el Aviso de Oferta respectivo para la Emisión de los Bonos, en las cuentas bancarias que para tal efecto haya indicado previamente y por escrito el Emisor, siempre que los inversionistas que resultaron adjudicados de los Bonos hayan cumplido oportunamente con entregar al Agente Colocador los fondos correspondientes a los Bonos.

6. Descripción del Programa

La información contenida en esta Sección se basa en el Contrato Marco y presenta información resumida de los principales términos, condiciones y características generales del Tercer Programa y de los Bonos a ser emitidos bajo el mismo. De conformidad con lo dispuesto en el artículo 59 de la Ley, la suscripción o adquisición de valores presupone la aceptación del suscriptor o comprador de todos los términos y condiciones de la oferta, tal como aparecen en el presente Prospecto Marco y en los respectivos Prospectos Complementarios.

Para una completa descripción de los derechos y obligaciones del Emisor, del Representante de los Obligacionistas y de los Bonistas, el potencial inversionista deberá revisar el Contrato Marco, el respectivo Contrato Complementario y el Contrato de Colocación, copia de los cuales estarán disponibles en el local del Agente Colocador. Asimismo, dicha información le será entregada a la Bolsa de Valores de Lima para su correspondiente publicación en la página web de dicha institución en el sistema Bolsa News en la dirección de Internet: www.bvl.com.pe, luego de su inscripción en el RPMV de la SMV.

6.1. Términos y Condiciones Generales del Programa

6.1.1. Acuerdo de la Emisión

Por acuerdo de Junta General de Accionistas de fecha 11 de junio de 2015, el Emisor aprobó la emisión de obligaciones a través de la estructuración del “Tercer Programa de Bonos Corporativos de EnerSur” hasta por un monto total en circulación de US\$ 500’000,000.00 (quinientos millones y 00/100 Dólares) o su equivalente en Nuevos Soles a ser registrado en el RPMV de la SMV y cuyas emisiones podrán ser colocadas mediante oferta pública y/u oferta privada.

Asimismo, en la referida Junta General de Accionistas se delegó en el Directorio las facultades suficientes para que pueda adoptar las decisiones que resulten necesarias o convenientes para determinar todos y cada uno de los términos y condiciones del Tercer Programa y de la o las Emisiones de Bonos que se efectúen dentro del marco del mismo, así como para que este delegue a su vez en los funcionarios o apoderados del Emisor las facultades delegadas.

Por sesión de Directorio del Emisor llevada a cabo el 23 de julio de 2015, se aprobaron los términos y condiciones del Tercer Programa de Emisión de Bonos Corporativos, así como la delegación para actuar como apoderados a los señores Michel Jean Gilbert Gantois, belga, identificado con C.E. N° 000990283, Gilda María Luisa Spallarossa Lecca, peruana, identificada con D.N.I. N° 25839526, Daniel Javier Cámac Gutiérrez, peruano, identificado con D.N.I. N° 06445741, Eduardo Martín Milligan Wenzel, peruano, identificado con D.N.I. N° 10770752, Vincent Joseph Vanderstockt, belga, identificado con C.E. N° 00825444, Adrianus Josephus Van Den Broek, holandés, identificado con C.E. N° 000814396, Arturo Alonso Silva Santisteban Portella, peruano, identificado con D.N.I. N° 10802230 y Alejandro José Prieto Toledo, peruano identificado con D.N.I. N° 10264137, todos con domicilio para estos efectos en Av. República de Panamá N° 3490, San Isidro, Lima, otorgándoles las facultades necesarias de la forma más amplia que permitan las leyes aplicables y el estatuto social sin límite ni restricción alguna para que, actuando cualesquiera dos de ellos, puedan, de manera conjunta, actuar en nombre y representación de la Sociedad, puedan establecer todos y cada uno de los términos, características, monto, plazo y demás condiciones del Programa y de cada una de sus Emisiones.

6.1.2. Denominación del Programa

El Programa se denomina “Tercer Programa de Bonos Corporativos de EnerSur”.

6.1.3. Tipo de Valor

Bonos Corporativos.

6.1.4. Clase

En el caso que los Bonos sean colocados por Oferta Pública, éstos serán valores mobiliarios representativos de deuda, nominativos, indivisibles, libremente negociables y que estarán representados por anotaciones en cuenta.

En caso que los Bonos sean colocados por Oferta Privada, éstos serán valores mobiliarios nominativos, indivisibles, representados por anotaciones en cuenta y se sujetarán a lo dispuesto en el artículo 5 de la Ley.

6.1.5. Moneda

Los Bonos correspondientes a una Emisión podrán ser emitidos en Dólares o en Nuevos Soles, según se establezca en los respectivos Contratos Complementarios, Prospectos Complementarios e informado a los inversionistas en el Aviso de Oferta respectivo. Los Bonos bajo la misma Emisión estarán expresados en la misma moneda.

6.1.6. Monto del Programa

Hasta por un monto máximo en circulación de US\$ 500'000,000.00 (Quinientos Millones y 00/100 Dólares) o su equivalente en Nuevos Soles. Para determinar el monto equivalente en Dólares de una Emisión y/o Serie en Nuevos Soles, se utilizará en la respectiva Fecha de Colocación el Tipo de Cambio Contable SBS.

Toda vez que el Programa contempla la posibilidad de efectuar Ofertas Públicas y Ofertas Privadas, queda expresamente establecido que el Monto del Programa incluye el monto colocado, tanto por Oferta Pública como por Oferta Privada.

6.1.7. Valor Nominal

El Valor Nominal de los Bonos será establecido por los funcionarios autorizados del Emisor en el Contrato Complementario correspondiente, e informado a la SMV y a los inversionistas a través de los respectivos Prospectos Complementarios y/o Avisos de Oferta.

En el caso que se emitan Bonos con valores nominales distintos o que se hayan amortizado parcialmente los Bonos en circulación y sólo para fines del cómputo del quórum y mayorías para la adopción de acuerdos bajo el Contrato Marco, se tomará como unidad de referencia (redondeado al número entero más cercano) el menor valor nominal establecido para los Bonos entonces en circulación de forma tal que, para cada uno de los Bonos, se le asigne tantos votos como número entero de veces contenga la unidad de referencia.

6.1.8. Vigencia del Programa

Seis (6) Años contados a partir de la fecha de inscripción del Programa en el RPMV de la SMV. El Programa no está sujeto a prórrogas.

No obstante, se establece que, transcurridos tres (3) Años contados desde la inscripción del Programa en el RPMV de la SMV, en el caso que el Emisor decida efectuar nuevas Emisiones bajo el Programa, deberá presentar a la SMV un Prospecto Marco actualizado que consolide las modificaciones que correspondan.

6.1.9. Emisiones

Se podrán efectuar una o más Emisiones, según sea determinado por los funcionarios autorizados por el Emisor. El importe de cada Emisión así como sus términos y condiciones específicas serán determinados por los funcionarios autorizados del Emisor en el Contrato Complementario correspondiente, e informados a la SMV y a los inversionistas a través de los respectivos Prospectos Complementarios y/o Avisos de Oferta.

6.1.10. Series

Cada una de las Emisiones que formen parte del Tercer Programa podrá comprender una o más Series. El importe de cada Serie será establecido por los funcionarios autorizados por el Emisor e informado a la SMV y a los inversionistas a través del Aviso de Oferta respectivo.

6.1.11. Fecha de Emisión

La Fecha de Emisión de cada Emisión o Serie será informada a la SMV y a los inversionistas a través del Aviso de Oferta respectivo.

6.1.12. Fecha de Colocación

Es la fecha en la cual se realiza el proceso de subasta de la Emisión o Serie, siguiendo el mecanismo de colocación establecido en el Prospecto Complementario respectivo. La Fecha de Colocación será definida por los funcionarios autorizados por el Emisor y será informada a la SMV y a los inversionistas en el respectivo Aviso de Oferta.

El Emisor se reserva el derecho de suspender o dejar sin efecto, en cualquier momento y sin necesidad de expresar causa alguna, la colocación de una o más Series o Emisiones de los Bonos del Programa, siempre y cuando no se hayan adjudicado los Bonos.

6.1.13. Fecha de Redención y Fecha de Vencimiento

La Fecha de Redención es aquella en la que vence el plazo de la respectiva Emisión o Serie y se amortiza en su totalidad el saldo vigente del principal.

Las Fechas de Vencimiento son aquellas en las que se pagará el Servicio de Deuda de los Bonos, incluyendo cuando corresponda a la Fecha de Redención.

En caso que alguna Fecha de Vencimiento y/o la Fecha de Redención no fuese un Día Hábil, el pago correspondiente será efectuado el primer Día Hábil siguiente y por el mismo monto establecido para la Fecha de Vencimiento que corresponda o en la Fecha de Redención según sea el caso, sin que los Bonistas tengan derecho a percibir intereses por dicho diferimiento.

6.1.14. Tasa de Interés

La Tasa de Interés de los Bonos estará expresada en términos nominales anuales y será establecida por los funcionarios autorizados del Emisor antes de la Fecha de Emisión de cada Emisión y/o Serie, con arreglo al mecanismo de colocación que se establezca en el respectivo Prospecto Complementario.

La Tasa de Interés o Rendimiento podrá ser fija, variable, sujeta a algún índice de reajuste o cupón cero.

6.1.15. Pago del Principal y de los Intereses

El pago del Principal y de los intereses se realizará conforme se indique en los respectivos Contratos Complementarios y Prospectos Complementarios.

En todos los casos, el pago será a través de CAVALI, en la moneda correspondiente a la respectiva Emisión y de acuerdo con lo establecido en el respectivo Contrato Complementario y Prospecto Complementario o bajo cualquier otro medio permitido bajo las leyes aplicables.

Para efectos del pago, CAVALI reconocerá a los Bonistas que se encuentren registrados en el registro contable de dicha institución a más tardar el Día Hábil anterior a la Fecha de Vencimiento o Fecha de Redención, según sea el caso.

6.1.16. Amortización

La forma en que el principal de los Bonos será amortizado será determinada por los funcionarios autorizados del Emisor en el Contrato Complementario correspondiente, e informada a la SMV y a los inversionistas a través de los respectivos Prospectos Complementarios y/o Avisos de Oferta.

6.1.17. Lugar y Agente de Pago

El Agente de Pago será CAVALI con domicilio en Av. Santo Toribio N° 143, Oficina N° 501, San Isidro.

6.1.18. Interés Moratorio

En caso de retraso en el cumplimiento de las obligaciones de pago por parte del Emisor, éste se obliga a pagar un interés moratorio que se aplicará automáticamente, sin necesidad de requerimiento o intimación alguna. El Interés Moratorio será igual al 20% del interés nominal anual de los Bonos pertenecientes a la Serie o Emisión y se aplicará sobre toda suma devengada cuyo pago se encuentre en mora. En caso las Leyes Aplicables en su oportunidad establecieran una tasa máxima de interés moratorio inferior al Interés Moratorio que resulte aplicable, entonces ésta se reducirá a dicha tasa máxima. El Interés Moratorio se aplicará sin perjuicio y en adición de los intereses compensatorios o rendimientos correspondientes.

6.1.19. Garantías

Los Bonos quedarán garantizados en forma genérica con el patrimonio del Emisor. Sin perjuicio de ello, se deja expresa constancia que el Emisor podrá otorgar las garantías específicas que estime conveniente, de acuerdo a lo que se establezca en los Prospectos Complementarios y/o Contratos Complementarios, de ser el caso.

6.1.20. Opción de Rescate

El Emisor podrá rescatar total o parcialmente los Bonos en cualquier fecha anterior a la Fecha de Redención, según sea especificado para cada Emisión en sus respectivos Prospectos Complementarios y Contratos Complementarios. Adicionalmente, el Emisor podrá rescatar las obligaciones emitidas o parte de ellas, en cualquiera de los casos contemplados en los Numerales 2 al 5 del artículo 330 de la Ley General. En uno u otro supuesto, se proveerá un trato equitativo para todos los obligacionistas, en concordancia con lo previsto en el artículo 89 de la Ley.

6.2. Obligaciones del Emisor

Sin perjuicio de las obligaciones establecidas por la Ley, el Reglamento, la Ley General y las demás Leyes Aplicables, a continuación se transcribe la Cláusula Quinta del Contrato Marco, el Emisor estará sujeto a las siguientes obligaciones, durante el plazo que los Bonos se encuentren vigentes. Cualquier numeral que no haga referencia a un documento específico se entenderá que éste hace referencia al numeral correspondiente del Contrato Marco.

- “5.1 Cumplir con el pago puntual del Servicio de Deuda con sujeción a lo establecido en el presente Contrato Marco y en los respectivos Contratos Complementarios.

En caso de incumplimiento de cualquiera de las obligaciones de pago establecidas en el Contrato Marco y/o en el respectivo Contrato Complementario y/o en el Prospecto Marco y/o en el respectivo Prospecto Complementario, el Emisor incurrirá en mora en forma automática desde el Día Hábil siguiente a la fecha en que debió efectuarse el pago respectivo conforme a lo previsto en el Contrato Marco y/o el respectivo Contrato Complementario y/o en el Prospecto Marco y/o en el respectivo Prospecto Complementario, sin necesidad de requerimiento o formalidad alguna.

- 5.2 Aplicar los fondos captados mediante la colocación de los Bonos exclusivamente a las finalidades señaladas en el Numeral 4.23 del presente Contrato Marco, en el Prospecto Marco y los respectivos Contratos Complementarios y Prospectos Complementarios.

- 5.3 Facilitar al Representante de los Obligacionistas el cumplimiento de sus obligaciones bajo los Documentos del Programa y las Leyes Aplicables, respetando las atribuciones que le corresponda, incluyendo facilitar la información que le sea requerida por el Representante de los Obligacionistas para cumplir con sus obligaciones según lo previsto en el presente Contrato Marco y en el respectivo Contrato Complementario y de acuerdo con lo dispuesto por las Leyes Aplicables.

- 5.4 Respecto de cada una de las Emisiones de los Bonos, informar por escrito al Representante de los Obligacionistas y remitirle la siguiente documentación:

5.4.1 Las condiciones de cada Emisión no determinadas, que dependan del procedimiento de colocación; dentro del Día Hábil siguiente de realizada la colocación.

5.4.2 El número y monto total de Bonos colocados a Valor Nominal, dentro del Día Hábil siguiente de realizada la colocación.

5.4.3 Un informe en el que se especifique el cumplimiento de las condiciones de la Emisión de los Bonos a partir del inicio de la etapa de colocación respectiva y durante el tiempo en que los Bonos se encuentren inscritos en el Registro Público del Mercado de Valores de la SMV, dentro del Día Hábil siguiente a la presentación de los Estados Financieros trimestrales del Emisor a la SMV, a efectos de que el Representante de los Obligacionistas pueda cumplir con lo dispuesto en el literal (g) del artículo 24 del Reglamento. Dicho informe deberá ser presentado por el Representante de los Obligacionistas a la SMV dentro de los cinco (5) Días Hábiles posteriores a las fechas límites exigidas por la SMV para la presentación de los Estados Financieros trimestrales. El Representante de los Obligacionistas ratificará dicho plazo para cada Emisión con la firma de cada uno de los Contratos Complementarios respectivos.

5.4.4 El informe señalado en el literal (h) del artículo 24 del Reglamento, de ser aplicable, con copia de los correspondientes instrumentos legales en virtud de los cuales se modifican tales condiciones, debidamente formalizados, cuando sea requerida dicha formalización, dentro de los diez (10) Días Hábiles siguientes de otorgados o formalizados.

5.4.5 Cualquier hecho o circunstancia que constituya un Evento de Incumplimiento o la ocurrencia de cualquiera de los hechos, eventos o circunstancias detallados en el Numeral 8.1 de la Cláusula Octava del presente Contrato Marco; dentro del Día Hábil siguiente a la fecha en que se tome Conocimiento del mismo, indicando las medidas preliminares a ser adoptadas y el plazo estimado en que el hecho, evento o circunstancia detallados en el Numeral 8.1 de la Cláusula Octava del presente Contrato Marco ocurrido quedará subsanado, de ser el caso, conforme a lo previsto en el presente Contrato Marco. Se exceptúa de lo expuesto el evento previsto en el Numeral 8.1.1, el cual deberá ser comunicado al Representante de los Obligacionistas en la misma fecha en que comunique el Hecho de Importancia a la SMV, el mismo que deberá ser comunicado en el plazo legal previsto.

5.4.6 Remitir aquella información o documentación que razonablemente solicite por escrito la Asamblea, que no tenga el carácter de información reservada conforme con las Leyes Aplicables, y que resulte adicional a la información que deban revelar al mercado o a la SMV las empresas que tengan inscritos valores en el RPMV de dicha entidad, dentro de los diez (10) Días Hábiles de recibida la notificación respectiva, salvo que por la naturaleza de la información o documentación solicitada al Emisor se requiera de un plazo adicional para su presentación, lo cual deberá ser debidamente justificado ante el Representante de los Obligacionistas de la Emisión pertinente y con excepción de aquella información respecto de la cual el Emisor tenga una obligación de confidencialidad, siempre que no vulnere lo dispuesto en las Leyes Aplicables.

- 5.5. Cumplir ante la SMV y la BVL, de forma completa, adecuada y oportuna, conforme a las Leyes Aplicables, con la presentación y entrega de información o documentación que se detalla a continuación:

- 5.5.1 La información referida a los hechos calificados por la Ley y/o sus normas reglamentarias como “Hechos de Importancia”, relacionados con el Emisor, los Bonos y su respectiva oferta.
- 5.5.2 Estados Financieros auditados y no auditados del Emisor, así como los consolidados de ser requerida su preparación y presentación, ante la autoridad competente según las Leyes Aplicables.

5.6 A que toda la información revelada en los Documentos del Programa, y en general, toda aquella información que el Emisor haga llegar a SMV o a los Bonistas en relación con el Programa o las Emisiones de los Bonos sea veraz, suficiente, clara y oportuna.

Con relación al Programa, el Emisor deberá revelar toda aquella información que sea relevante a efectos que los inversionistas interesados en suscribir o adquirir los Bonos puedan entender las implicancias positivas o negativas de las transacciones que les sean propuestas con la finalidad de que puedan adoptar decisiones libres e informadas respecto de las mismas, debiendo presentar la información de forma tal que no pueda razonablemente llevar a engaño.

Bajo ningún aspecto el Representante de los Obligacionistas, asume responsabilidad alguna, durante la vigencia de los Bonos, por la información (incluyendo información preparada por terceros) que sea proporcionada por el Emisor en el Prospecto Marco, los Prospectos Complementarios, las actualizaciones del Prospecto Marco y los demás documentos preparados o proporcionados por el Emisor para inscribir el Programa y los Bonos en el RPMV de la SMV o para cumplir con sus obligaciones de suministro de información bajo este Contrato Marco o las Leyes Aplicables, sin perjuicio de las obligaciones y responsabilidades que le correspondan. Tampoco asume responsabilidad alguna el Representante de los Obligacionistas, durante la vigencia de los Bonos, sobre cualquier parte de la información que el Emisor presente a la SMV, al mecanismo centralizado de negociación correspondiente, a la Asamblea General o a la Asamblea Especial, o la información preparada y/o proporcionada por el Emisor que el Representante de los Obligacionistas presente a cualquiera de los anteriores; sin perjuicio de la responsabilidad de este último por las obligaciones que le correspondan en virtud a las Leyes Aplicables.

5.7 Pagar, de resultar aplicable, el Interés Moratorio que pueda devengarse de acuerdo a lo definido en el presente Contrato Marco.

En caso de incumplimiento de cualquiera de las obligaciones de pago establecidas en el presente Contrato Marco y/o en el respectivo Contrato Complementario, el Emisor incurrirá en mora en forma automática desde el Día Hábil siguiente a la fecha en que debió efectuarse el pago respectivo, conforme a lo previsto en el Contrato Marco y/o respectivo Contrato Complementario, sin necesidad de requerimiento, intimación previa, o formalidad alguna.

5.8 Cumplir con todas las Leyes Aplicables, incluyendo a las normas ambientales, la legislación aplicable en materia laboral, seguridad social y obligaciones de fondos de pensiones. Asimismo, cumplir con los requerimientos de todas las Autoridades Gubernamentales referidos, entre otros, a las licencias, certificados, permisos y otras autorizaciones gubernamentales necesarias para la posesión de sus propiedades o para la conducción de su respectivo negocio; salvo aquellas cuyo incumplimiento no genere o no pudiese razonablemente generar un Efecto Sustancialmente Adverso.

5.9 Mantener vigentes, en todo momento, todas aquellas licencias, permisos, registros, derechos y autorizaciones necesarias para el desenvolvimiento de su negocio y el cumplimiento de su objeto social, excepto por aquellas licencias, permisos, derechos, registros y autorizaciones cuya caducidad, suspensión, cancelación o falta de obtención no produzca o no pudiese razonablemente producir un Efecto Sustancialmente Adverso en el Emisor.

5.10 Elaborar sus Estados Financieros de acuerdo con las NIIF, debiendo sus Estados Financieros anuales ser dictaminados por una firma de auditores externos de prestigio internacional.

5.11 No incurrir en las restricciones previstas en la Cláusula Sexta y cumplir con las declaraciones y aseveraciones del Emisor establecidas en la Cláusula Séptima de este Contrato Marco y/o que sean establecidas en los respectivos Contratos Complementarios.

5.12 Mantener su existencia corporativa vigente sin incurrir en cualquier causal de disolución o liquidación estipulada en la Ley General, salvo en el caso que la disolución se produzca como consecuencia de la reorganización societaria del Emisor con otra sociedad y siempre y cuando ello no genere un Efecto Sustancialmente Adverso.

5.13 Mantener vigentes las pólizas de seguro disponibles dentro de las condiciones vigentes del mercado nacional y/o internacional, emitidas por compañías de seguros que cubran todos los activos y operaciones sustanciales del Emisor contra todos los riesgos razonables, de acuerdo con el estándar utilizado por empresas equivalentes de su sector. Las pólizas antes mencionadas deberán cubrir por lo menos los siguientes riesgos: (i) responsabilidad civil (responsabilidad civil extracontractual); (ii) accidentes de trabajo (compensación para empleados); (iii) si es aplicable, vida de obreros y

empleados; y, (iv) daños a la propiedad por cualquier riesgo, incluyendo, destrucción, pérdida, robo, terremoto, incendio, inundación, mal uso, actos ilícitos, avería, entre otros. Todo ello, excepto en caso el dejar de contar con dichas coberturas no genere o pueda razonablemente generar un Efecto Sustancialmente Adverso en el Emisor.

- 5.14 Mantener permanentemente en buen estado los activos necesarios para el desarrollo de su objeto social, excepto por el desgaste proveniente del uso normal de los mismos, siempre que el deterioro o pérdida de dichos activos no produzca o no pudiese razonablemente producir un Efecto Sustancialmente Adverso en el Emisor.
- 5.15 Cumplir con el pago de todos los tributos a su cargo, salvo por aquellos que el Emisor se encuentre cuestionando de buena fe y mediante los recursos correspondientes. Todo ello, salvo que el no cumplimiento de lo previsto en este literal no produzca o no pudiese razonablemente producir un Efecto Sustancialmente Adverso en el Emisor"

6.3. Restricciones y Responsabilidades Aplicables al Emisor

A continuación se transcribe la Cláusula Sexta del Contrato Marco, el Emisor estará sujeto a las siguientes restricciones y responsabilidades, durante el plazo en que los Bonos se encuentren vigentes. Cualquier numeral que no haga referencia a un documento específico se entenderá que éste hace referencia al numeral correspondiente del Contrato Marco.

- "6.1 No pagar dividendos o cualquier otra forma de distribución de fondos a favor de sus accionistas y/o Vinculadas y Afiliadas y/o Subsidiarias, de ser el caso, incluyendo en efectivo, especie o derechos, así como reducir el capital (en este último caso, siempre que implique una devolución o pago a los accionistas del Emisor) reembolsar o adquirir acciones comunes o preferentes representativas de su capital social, mientras se haya producido y subsista algún Evento de Incumplimiento, o si como consecuencia de dicho pago se genere o pudiese razonablemente generar algún Evento de Incumplimiento, salvo que dichos actos se deriven de una obligación impuesta por mandato de las Leyes Aplicables.
- 6.2 El Emisor y/o sus Subsidiarias, de ser el caso, no podrán realizar cambios sustanciales en el giro y naturaleza de su negocio ni en su objeto social; salvo que se trate de una ampliación del giro de su negocio o de su objeto social.
- 6.3 El Emisor no podrá acordar o realizar un proceso de reorganización societaria, transformación o adquisición de empresas directa o indirectamente (incluyendo a sus Subsidiarias, de ser el caso), cualquiera sea su actividad; siempre que alguno de dichos actos u operaciones generen un Efecto Sustancialmente Adverso, salvo aprobación previa de la Asamblea General. No obstante lo anterior, dicha restricción no será aplicable a las adquisiciones acordadas y debidamente informadas al mercado por el Emisor a través de las comunicaciones de "Hecho de Importancia" correspondientes, antes de la fecha de suscripción del presente Contrato Marco.
- 6.4 Las transacciones que el Emisor realice con las empresas que conforman su Grupo Económico no podrán ser realizadas en condiciones distintas a las de mercado y en términos menos favorables para el Emisor o para tales empresas que aquéllas que éstas pudieran obtener de parte de algún tercero.
- 6.5 El Emisor no podrá transferir o ceder (directa o indirectamente), total o parcialmente, cualquier derecho u obligación bajo los Documentos del Programa o que asuma como consecuencia de las Emisiones que se realicen en el marco del Programa, a menos que cuente con el consentimiento de la Asamblea Especial respectiva o de la Asamblea General, según corresponda.
- 6.6 El Emisor no podrá establecer ni acordar un orden preferente de pago para sus futuras obligaciones fuera del Programa, que afecte o modifique la prelación en el pago de las Emisiones de los Bonos. Lo previsto en este Numeral será de aplicación sin perjuicio de lo estipulado en las Leyes Aplicables para el pago de las obligaciones del Emisor en el caso de liquidación de éste.
- 6.7 No transferir, dar en derecho de uso y/o en usufructo, vender, transferir en fideicomiso o dar en retro-arrendamiento financiero (*sale and leaseback*) sus activos, salvo en los siguientes casos: (i) sobre sus existencias en operaciones comerciales habituales; (ii) sobre su activo corriente para operaciones de corto plazo; o, (iii) sobre activos que hubieran dejado de ser utilizados o no sean relevantes para sus operaciones, siempre que hubiesen sido transferidos a valor de mercado.
- No obstante, el Emisor podrá (i) transferir, dar en derecho de uso y/o en usufructo, vender, transferir en fideicomiso o dar en retro-arrendamiento financiero (*sale and leaseback*) otros activos distintos a los señalados en el párrafo precedente, o (ii) celebrar operaciones de retro-arrendamiento financiero (*sale and leaseback*) sobre sus activos destinadas a optimizar el crédito fiscal por Impuesto General a las Ventas; siempre y cuando, en el caso de (i) o (ii) anteriores, ello no genere o no pudiera razonablemente generar un Efecto Sustancialmente Adverso.
- 6.8 El Emisor no podrá realizar cambios en las políticas y prácticas contables para la elaboración y presentación de sus Estados Financieros y demás información contable, salvo que ello resulte de la aplicación de disposiciones legales, de las

NIIF o de recomendaciones de auditores de primer nivel.

- 6.9 El Emisor no podrá celebrar ni ser parte de cualquier asociación en participación, *joint venture*, consorcio o cualquier otra forma de contrato asociativo o similar por el cual los ingresos o utilidades del Emisor generados con sus activos o proyectos en construcción a la fecha de suscripción del presente Contrato Marco, sean o puedan ser compartidos con cualquier otra Persona, siempre y cuando esto genere o pueda generar razonablemente un Efecto Sustancialmente Adverso.”

6.4. Eventos de Incumplimiento y Consecuencias

A continuación se transcriben los Eventos de Incumplimiento y sus consecuencias del Contrato Marco. Cualquier numeral que no haga referencia a un documento específico se entenderá que éste hace referencia al numeral correspondiente del Contrato Marco.

- 8.1 “Se entenderá por Evento de Incumplimiento, la ocurrencia de cualquiera de los hechos, eventos o circunstancias que a continuación se indican, sin que sean subsanados en los plazos establecidos en el Numeral 8.2, de ser el caso:

- 8.1.1 Que el Emisor deje de pagar cualquier importe derivado del Servicio de Deuda de acuerdo con lo establecido en el presente Contrato Marco y/o en los respectivos Contratos Complementarios.

El incumplimiento del Emisor del pago oportuno de cualquier importe derivado del Servicio de Deuda no podrá ser considerado como un Evento de Incumplimiento si éste se produce por causas imputables a CAVALI o al agente de pago correspondiente, de ser el caso.

- 8.1.2 Que se compruebe la existencia de: (i) inexactitud o error, en ambos casos en aspectos significativos y/o (ii) falsedad en las informaciones proporcionadas por el Emisor incluidas en el Prospecto Marco y/o en los demás documentos presentados al RPMV de la SMV y/o a la BVL y/o al Representante de Obligacionistas.

- 8.1.3 Que una o más de las declaraciones y aseveraciones del Emisor señaladas en la Cláusula Séptima del Contrato Marco y/o en los respectivos Contratos Complementarios resulte siendo falsa en la fecha en que es realizada o ratificada, y ello genere o pudiera razonablemente generar un Efecto Sustancialmente Adverso.

- 8.1.4 Si el Emisor inicia por propia voluntad un procedimiento concursal, ordinario o preventivo o de cesación de pagos bajo las Leyes Aplicables ante las autoridades competentes.

- 8.1.5 Que (i) uno o más acreedores del Emisor inicie un procedimiento concursal ante las autoridades competentes contra el Emisor y el Emisor reciba la notificación de dichas autoridades que lo emplaza; o, (ii) se declare la situación de insolvencia o de concurso del Emisor, de conformidad con lo establecido por la Ley No. 27809, Ley General del Sistema Concursal, o por la norma que la sustituya, a través de una decisión firme e inapelable derivada de una solicitud interpuesta por uno o más acreedores del Emisor.

- 8.1.6 Que: (i) los accionistas del Emisor acuerden la disolución y liquidación del Emisor, (ii) el Emisor designe o nombre un liquidador, o (iii) una sentencia judicial firme de última instancia declare la disolución y liquidación del Emisor.

- 8.1.7 Que: (i) cualquiera de los Documentos del Programa sea declarado nulo, anulable o inválido por decisión final e inapelable de la autoridad competente y, en consecuencia, sin efectos legales, salvo que sea por una causa no imputable a éste o, (ii) el Emisor o cualquier Persona sobre la que el Emisor ejerce Control impugnara la validez de los mismos.

- 8.1.8 Que: (i) el Emisor no mantenga vigentes las autorizaciones, licencias, permisos, registros o autorizaciones gubernamentales necesarias para llevar a cabo las actividades de generación y transmisión de energía eléctrica y ello genere o pudiese razonablemente generar un Efecto Sustancialmente Adverso; (ii) el Emisor no mantuviera vigentes las demás autorizaciones, licencias, permisos, registros o autorizaciones gubernamentales para el desarrollo de las actividades que constituyen su objeto social y ello puede generar un Efecto Sustancialmente Adverso, o (iii) los bienes y derechos del Emisor o alguna de sus Subsidiarias, de ser el caso, que se destinen al desarrollo de las actividades que constituyen su objeto social sean expropiados, intervenidos, nacionalizados o de cualquier otra forma adquiridos forzosamente por el Estado afectando la capacidad del Emisor de cumplir con sus obligaciones contempladas en el Contrato Marco y los respectivos Contratos Complementarios.

- 8.1.9 Que el Emisor incumpla en el pago oportuno de una o más obligaciones derivadas de cualquier otro contrato, acuerdo, compromiso, título valor, convenio y/o acuerdo financiero por el cual el Emisor adeude, de manera individual o en conjunto, un monto igual o superior al 10% (diez por ciento) del valor de su Patrimonio Neto según el mismo conste en los Estados Financieros trimestrales o anuales presentados como Hecho de Importancia en el RPMV de la SMV con anterioridad a dicho incumplimiento.

- 8.1.10 Que uno o más acreedores del Emisor den efectivamente por vencido y, por ende, exigible, antes de la fecha pactada para ello en el contrato respectivo, créditos u obligaciones comerciales por una suma que, de manera individual o en conjunto, sea igual o superior al 10% (diez por ciento) del valor de su Patrimonio Neto según el mismo conste en los Estados Financieros trimestrales o anuales presentados como Hecho de Importancia en el RPMV de la SMV con anterioridad a dicho incumplimiento.
- 8.1.11 Que como consecuencia de la emisión en contra del Emisor de alguna sentencia de última instancia, laudo arbitral, transacción judicial o extrajudicial o resolución administrativa que tenga la calidad de cosa juzgada o decidida, se ordene que el Emisor realice un pago equivalente a una suma igual o mayor al 10% (diez por ciento) del valor de su Patrimonio Neto según el mismo conste en los Estados Financieros trimestrales o anuales presentados como Hecho de Importancia en el RPMV de la SMV con anterioridad a dicho incumplimiento; o que, en caso dicha sentencia, laudo arbitral, transacción judicial o extrajudicial o resolución administrativa no ordene al Emisor realizar un pago, su emisión y/o ejecución pudiera generar un efecto adverso en su Patrimonio Neto, sus activos (tangibles o intangibles) o sus derechos que sea cuantificable en una suma igual o superior al 10% (diez por ciento) del valor de su Patrimonio Neto según el mismo conste en los Estados Financieros trimestrales o anuales presentados como Hecho de Importancia en el RPMV de la SMV
- 8.1.12 Que el Emisor incumpla con destinar los fondos captados mediante la colocación de los Bonos a las finalidades señaladas en el Numeral 4.23 y en los respectivos Contratos Complementarios y Prospectos Complementarios.
- 8.1.13 Que el Emisor celebre con sus respectivos acreedores contratos o convenios de reestructuración o refinanciación de sus obligaciones que impliquen el incumplimiento de cualquiera de las obligaciones de pago previstas en el Contrato Marco o Prospecto Marco y cualquier Contrato Complementario y Prospecto Complementario, según sea aplicable.
- 8.1.14 Si se produce un cambio en el Control del Emisor, siempre que sea expresamente determinado por las Clasificadoras que por efecto del cambio de Control se genere la reducción de uno (1) o más niveles de clasificación ("*notches*") por debajo de la clasificación de riesgo vigente del Programa, en cualquier momento durante la vigencia de los Bonos, por ambas Clasificadoras.

Para efectos de lo dispuesto en el párrafo precedente, se entiende que el término nivel de clasificación ("*notche*") incluye las subcategorías de clasificación más (+) o menos (-) o cualquier otra que se establezca.

- 8.1.15 Que, el Emisor otorgue en garantía a favor de terceros, activos cuyo valor contable exceda individual o conjuntamente el treinta por ciento (30%) del Patrimonio Neto del Emisor, calculado a la fecha del otorgamiento de la garantía respectiva. No formarán parte del cálculo anterior los activos que: (i) garanticen financiamientos cuyos fondos hayan sido utilizados o estén siendo utilizados en la adquisición de dichos activos; (ii) hubiesen sido otorgados en garantía o a cuyo otorgamiento en garantía se hubiese obligado el Emisor antes de la fecha de suscripción de este Contrato Marco; o, (iii) sean parte del activo corriente del Emisor y sean objeto de garantías que se originen en operaciones de corto plazo relacionadas con el objeto social del Emisor.
- 8.1.16 Que el Emisor incumpla las obligaciones previstas en los Numerales 5.3, 5.4, 5.5, 5.6, 5.7, 5.8, 5.9, 5.10, 5.11, 5.12, 5.13, 5.14 y 5.15 de la Cláusula Quinta, en los Numerales 6.1, 6.2, 6.3, 6.4, 6.5, 6.6, 6.7, 6.8, 6.9 de la Cláusula Sexta, así como cualquier otra obligación sustancial del Emisor contenida en los Documentos del Programa.

- 8.2 Los Eventos de Incumplimiento previstos en los Numerales 8.1.1, 8.1.2, 8.1.3, 8.1.4, 8.1.5 (ii), 8.1.6, 8.1.7 (i), 8.1.17 (ii) y 8.13 se entenderán configurados de forma inmediata a su ocurrencia, en el mismo Día en que se produzcan.

En el caso de los Eventos de Incumplimiento previstos en los Numerales 8.1.8, 8.1.9, 8.1.10, 8.1.11, 8.1.12, 8.1.14, 8.1.15 y 8.1.16 se entenderán configurados cuando el Emisor no pudiera subsanarlos o, pudiendo hacerlo, no lo hiciera satisfactoriamente en un plazo de veinte (20) Días Hábiles siguientes a su ocurrencia.

En el caso del Evento de Incumplimiento previsto en el Numeral 8.1.5 (i), se entenderá configurada cuando el Emisor no pudiera subsanarlo en un plazo de sesenta (60) días contados desde la notificación al Emisor del inicio del procedimiento concursal.

El Emisor deberá informar a la SMV y a la entidad encargada de conducir el mecanismo centralizado de negociación en donde se encuentren inscritos los Bonos, mediante una comunicación con carácter de "Hecho de Importancia", la ocurrencia de cualquiera de los hechos, eventos o circunstancias que se detallan en el Numeral 8.1, y dentro del plazo correspondiente (según se indica en el segundo y tercer párrafo del presente Numeral 8.2), si se ha cumplido o no con subsanar dichos hechos, eventos o circunstancias, acompañando el fundamento de dicha declaración.

Asimismo, el Emisor deberá enviar una comunicación al Representante de los Obligacionistas sobre la configuración del Evento de Incumplimiento, conforme a lo establecido en la Numeral 5.4.5 de la Cláusula Quinta del presente Contrato Marco.

- 8.3** Respecto de los Eventos de Incumplimiento descritos en el Numeral 8.1 precedente, con excepción del previsto en el Numeral 8.1.1 y 8.1. 5 (ii), se aplicará lo siguiente:
- 8.3.1** Una vez configurado el Evento de Incumplimiento, y habiendo cumplido con las notificaciones a que se refiere el Numeral que antecede, el Representante de los Obligacionistas convocará a Asamblea General o a la(s) Asamblea(s) Especial(es) que corresponda (en tanto el Evento de Incumplimiento no afecte a todas las Emisiones)- a fin de que ésta(s) decida(n) si: (i) se darán por vencidos los plazos de pago de los Bonos en circulación tanto en lo que respecta al principal como a los intereses; (ii) se ampliará el plazo de subsanación, en caso se hubiera otorgado; (iii) se dispensará de forma expresa al Emisor de la consecuencia que se deriva por haber incurrido en el Evento de Incumplimiento; o, (iv) se adoptará alguna otra medida que la Asamblea General o la(s) Asambleas Especial(es), según corresponda, estime(n) conveniente. Dicha Asamblea General o la(s) Asambleas Especial(es), según corresponda, será(n) convocada(s) dentro de los diez (10) Días Hábiles siguientes de configurado el Evento de Incumplimiento. La fecha de la primera convocatoria será fijada para el tercer Día Hábil siguiente a la publicación del aviso de convocatoria, debiendo mediar entre la primera y segunda convocatoria no menos de tres (3) ni más de diez (10) Días. En la mencionada Asamblea General o Asamblea(s) Especial(es), según corresponda, no podrán ejercer su derecho de voto aquellos Bonistas que conformen o controlen el Grupo Económico del Emisor. Asimismo, tampoco podrán ejercer su derecho de voto aquellos Bonistas que tuviesen, por cuenta propia o de terceros, interés en conflicto con el de la Asamblea General o Asamblea(s) Especial(es), en su caso. Los Bonos respecto de los cuales no podrá ejercerse el derecho de voto serán computables para establecer el quórum de la Asamblea General o de la Asamblea(s) Especial(es) pero no para establecer las mayorías en las votaciones.
- 8.3.2** El Representante de los Obligacionistas deberá comunicar al Emisor a más tardar el Día Hábil siguiente de celebrada la Asamblea General, o la(s) Asamblea(s) Especial(es), de ser el caso, lo que ésta(s) hubiera(n) acordado con relación al Evento de Incumplimiento, notificando, de ser el caso, el plazo acordado para el pago anticipado del principal e intereses de los Bonos en circulación. Si una vez transcurrido dicho plazo, el Emisor no cumpliera con el pago, devendrá automáticamente en mora sobre la totalidad del monto adeudado, sin necesidad de intimación judicial o extrajudicial. Para estos efectos, la mora se calculará desde el Día Hábil siguiente a la fecha en que hubiera vencido el plazo acordado para el pago, de acuerdo al Interés Moratorio aplicable a cada una de las Emisiones y/o Series de los Bonos, conforme con lo señalado en el Contrato Complementario respectivo.
- 8.4** Respecto de la ocurrencia del Evento de Incumplimiento previsto en el Numeral 8.1.1, se aplicará lo siguiente:
- 8.4.1** Dentro de los tres (3) Días Hábiles siguientes de ocurrido el referido Evento de Incumplimiento, el Representante de los Obligacionistas convocará a la Asamblea Especial correspondiente, a fin que ésta acuerde: (i) otorgar o no al Emisor un plazo adicional para el pago del Servicio de Deuda; (ii) determinar la forma en que ejercerá el cobro del Servicio de Deuda; (iii) acelerar o no el plazo de pago de la respectiva Emisión del Programa; o (iv) alguna otra medida que la Asamblea Especial estime conveniente. A estos efectos, la fecha de la primera convocatoria será fijada para el tercer Día siguiente a la publicación del aviso de convocatoria, debiendo mediar entre la primera y segunda convocatoria no menos de tres (3) ni más de diez (10) Días. Los Bonistas respectivos no podrán ejercer su derecho al cobro de los intereses y/o principal correspondiente mientras que la Asamblea Especial no haya definido las medidas mencionadas en el presente párrafo con relación al Evento de Incumplimiento, sin perjuicio de lo señalado en el Numeral 8.4.2 siguiente. En la mencionada Asamblea Especial no podrán ejercer su derecho de voto aquellos Bonistas que conformen o controlen el Grupo Económico del Emisor. Asimismo tampoco podrán ejercer su derecho de voto aquellos Bonistas que tuviesen, por cuenta propia o de terceros, interés en conflicto con el de la Asamblea Especial. Los Bonos respecto de los cuales no podrá ejercerse el derecho de voto serán computables para establecer el quórum de la Asamblea Especial pero no para establecer las mayorías en las votaciones.
- 8.4.2** De no llevarse a cabo dicha Asamblea Especial en primera o segunda convocatoria, los Bonistas respectivos podrán ejercer el derecho al cobro de los intereses y/o principal a partir del Día Hábil siguiente de la fecha establecida para la realización de la Asamblea Especial en segunda convocatoria y, en el supuesto de no haberse llegado a un acuerdo sobre el particular en la Asamblea Especial, podrán ejercer dicho derecho a partir del Día Hábil siguiente de la fecha de celebración de la misma. Sin perjuicio de lo señalado en el presente Numeral, el Representante de los Obligacionistas deberá informar al Emisor por escrito estos hechos a más tardar al Día Hábil siguiente de ocurridos.
- 8.4.3** En caso la Asamblea Especial no sea convocada en los plazos y términos señalados por el Numeral 8.4.10, los Bonistas respectivos podrán ejercer el derecho individual al cobro de los intereses y/o el principal a partir del Día Hábil siguiente de la fecha en que venza el plazo de tres (3) Días Hábiles a que se refiere el Numeral 8.4.1.
- 8.4.4** El Representante de los Obligacionistas comunicará por escrito al Emisor lo acordado en la Asamblea Especial con relación al Evento de Incumplimiento, el mismo Día Hábil de celebrada la misma.
- 8.4.5** En caso que la Asamblea Especial decida otorgar al Emisor un plazo adicional para el pago del Servicio de Deuda y el Emisor no cumpla con dicho pago en la fecha prevista para tal efecto, de manera automática se dará por vencidos los

plazos de pago de la Emisión respectiva tanto en lo que respecta al principal como a los intereses correspondientes, de ser el caso, deviniendo tales obligaciones en exigibles desde el momento mismo del incumplimiento.

8.5. Respecto de la ocurrencia del Evento de Incumplimiento previsto en el Numeral 8.1.5 (ii) de la presente Cláusula Octava, se aplicará lo siguiente:

8.5.1 Se dará por configurado el referido Evento de Incumplimiento y se darán por vencidos los plazos de pago de todas las Emisiones del Programa, tanto en lo que respecta al principal como a los intereses correspondientes a los Bonos en circulación, debiendo el Emisor cumplir inmediatamente con el pago de tales conceptos. Si el Emisor no cumpliera con el pago del principal e intereses de todos los Bonos, devendrá automáticamente en mora sobre la totalidad del monto adeudado, sin necesidad de intimación judicial o extrajudicial. Para estos efectos, la mora se calculará desde el Día siguiente a la fecha en que hubiera vencido el plazo acordado para el pago, de acuerdo al Interés Moratorio aplicable a cada una de las Emisiones y/o Series de los Bonos que hubieran sido emitidos, conforme con lo señalado en cada uno de los Contratos Complementarios, según corresponda.

8.5.2 El Emisor informará por escrito al Representante de los Obligacionistas a cargo de la Asamblea General la ocurrencia del Evento de Incumplimiento a que se refiere el Numeral 8.1.5 (ii) acompañando la respectiva documentación sustentatoria. Asimismo, en el supuesto que las Leyes Aplicables así lo exijan, el Emisor informará a la SMV y a la entidad encargada de conducir el mecanismo centralizado de negociación en donde se encuentren inscritos los Bonos, mediante una comunicación con carácter de "Hecho de Importancia" indicando que se ha configurado dicho Evento de Incumplimiento, junto con el correspondiente sustento para fundamentar tal declaración.

8.5.3 El Representante de los Obligacionistas a cargo de la Asamblea General, a solicitud de cualquier Representante de los Obligacionistas, o desde que éste tome conocimiento respecto del Evento de Incumplimiento en caso de no haber sido informado por el Emisor, convocará a la Asamblea General para adoptar las medidas que se estimen necesarias para proteger los intereses de los Bonistas de todas las Emisiones, incluyendo la ejecución de las Garantías Específicas. Dicha Asamblea General será convocada dentro de los tres (3) Días Hábiles siguientes de configurado el Evento de Incumplimiento. La fecha de la primera convocatoria será fijada para el tercer Día Hábil siguiente a la publicación del aviso de convocatoria, debiendo mediar entre la primera y segunda convocatoria no menos de tres (3) ni más de diez (10) Días.

De no llevarse a cabo dicha Asamblea en primera o segunda convocatoria, los Bonistas podrán ejercer el derecho al cobro de los intereses y/o principal a partir del Día Hábil siguiente de la fecha establecida para la realización de la Asamblea en segunda convocatoria y, en el supuesto de no haberse llegado a un acuerdo sobre el particular en la Asamblea, dichos Bonistas podrán ejercer dicho derecho a partir del Día Hábil siguiente de la fecha de celebración de la misma.

En la mencionada Asamblea General no podrán ejercer su derecho de voto aquellos Bonistas que conformen o controlen el Grupo Económico del Emisor. Asimismo tampoco podrán ejercer su derecho de voto aquellos Bonistas que tuviesen, por cuenta propia o de terceros, interés en conflicto con el de la Asamblea General. Los Bonos respecto de los cuales no podrá ejercerse el derecho de voto serán computables para establecer el quórum de la Asamblea General pero no para establecer las mayorías en las votaciones.

8.6 Las comunicaciones referidas en esta Cláusula deberán ser cursadas, sin perjuicio del cumplimiento de las obligaciones de información establecidas en el Reglamento de Hechos de Importancia e Información Reservada, aprobado por Resolución SMV N° 005-2014/SMV-01."

6.5. Representante de los Obligacionistas

El Emisor ha designado a Scotiabank Perú S.A.A. como Representante de los Obligacionistas del Tercer Programa. Scotiabank Perú S.A.A., con domicilio en Dionisio Derteano N° 102, San Isidro, y teléfono (511) 211-6000, será representado por Claudia Alarcón Leu y por Claudia Patricia Quiroz Chavez, o por el funcionario que Scotiabank Perú S.A.A. designe en su oportunidad, en sus funciones de Representante de los Obligacionistas ante el Emisor.

La función del Representante de los Obligacionistas se sujeta a lo dispuesto en el Contrato Marco y las Leyes Aplicables, así como a lo que se estipule en el respectivo Contrato Complementario.

EL EMISOR DECLARA BAJO JURAMENTO QUE ENTRE EL EMISOR Y EL REPRESENTANTE DE LOS OBLIGACIONISTAS NO EXISTE VINCULACIÓN SEGÚN LOS TÉRMINOS ESTABLECIDOS EN EL REGLAMENTO DE VINCULACIÓN, PROPIEDAD INDIRECTA Y GRUPO ECONÓMICO APROBADO POR RESOLUCIÓN CONASEV N° 090-2005-EF/94.10 Y SUS MODIFICATORIAS.

Para mayor información respecto al rol del Representante de los Obligacionistas, del Sindicato de Obligacionistas y del Emisor, ver el Anexo I de este Prospecto Marco que contiene una copia del Contrato Marco.

6.6. Relación con Otros Valores del Emisor

Los derechos descritos en esta Sección no se encuentran afectados por otras clases de valores del Emisor.

A la fecha de elaboración de este Prospecto Marco, el Emisor tiene otros valores inscritos en el RPMV de la SMV. Dichos valores son acciones con derecho a voto, ENERSUC1, por 601'370,011 acciones en circulación, y seis Emisiones pertenecientes al Primer Programa de Bonos Corporativos de EnerSur S.A. (se realizaron siete Emisiones bajo este Programa, de las cuales una venció en junio de 2014). El detalle de la información relativa a las acciones y a las emisiones en circulación se presenta a continuación:

Acciones ENERSUC1 en Nuevos Soles:

Periodo	Apertura	Cierre	Máxima	Mínima
Jul-2014	9.48	9.47	9.50	9.38
Ago-2014	9.46	9.55	9.61	9.46
Sep-2014	9.55	9.83	9.83	9.55
Oct-2014	9.83	9.49	9.83	9.47
Nov-2014	9.45	9.65	9.85	9.40
Dic-2014	9.65	10.30	10.30	9.60
Ene-2015	10.29	9.95	10.29	9.95
Feb-2015	9.90	9.60	9.97	9.60
Mar-2015	9.50	9.30	9.55	9.30
Abr-2015	9.30	9.05	9.30	8.70
May-2015	9.11	9.00	9.30	8.95
Jun-2015	8.95	9.00	9.00	8.75

Fuente: Bolsa de Valores de Lima – a Junio 2015

Primer Programa de Bonos Corporativos de EnerSur S.A.

Emisión	Serie	Fecha Emisión	Monto de Emisión	Amortización	Interés	Plazo	Fecha de Redención
Primera	A	30-nov-07	S/. 120'700,000	Bullet	6.8125%	10 años	30-nov-17
Segunda	A	09-jun-08	S/. 84'105,000	Bullet	7.1875%	10 años	09-jun-18
Tercera	A	09-jun-08	US\$ 10'000,000	Bullet	6.3125%	20 años	09-jun-28
Cuarta	A	30-jun-09	US\$ 15'000,000	Bullet	6.5000%	7 años	30-jun-16
Sexta	A	03-dic-10	US\$ 25'000,000	Bullet	6.5000%	15 años	03-dic-25
Séptima	A	03-dic-10	S/. 42'420,000	Bullet	7.59375%	10 años	03-dic-20

Fuente: EnerSur

6.7. Orden de Prelación de la Acreencia en caso de Liquidación

Los Bonos a emitirse constituyen obligaciones directas, incondicionales y no subordinadas del Emisor. Adicionalmente, se ha establecido en el Contrato Marco que no habrá prelación entre las distintas Emisiones y/o Series que se realicen en el marco del Tercer Programa.

Conforme a los términos estipulados en el Contrato Marco, no existe prelación entre las Series de una misma Emisión, ni entre las Emisiones que se realicen como parte del Programa, pactándose de esta forma en contrario de lo establecido por el artículo 309 de la Ley General. En tal sentido, en caso de liquidación del Emisor, todos los titulares de los Bonos que se emitan en el marco del Programa a partir de la fecha de suscripción del Contrato Marco, sea cual fuere la Emisión o Serie a la que pertenezcan, tendrán el carácter de *pari passu* en cuanto al pago de los intereses y el principal adeudados; salvo por aquellas Emisiones que cuentan con alguna garantía específica, en cuyo caso dichas Emisiones tendrán preferencia en el pago hasta por el importe del gravamen sobre los activos en garantía, sujeto a las preferencias establecidas por las Leyes Aplicables.

El Emisor no podrá establecer ni acordar un orden de prelación en sus futuras emisiones de obligaciones no garantizadas fuera del Tercer Programa que afecten o modifiquen adversamente la prelación de las emisiones de los Bonos que se realicen en el marco del Programa.

6.8. Clasificación de Riesgo

De conformidad con los requerimientos de la clasificación, las empresas clasificadoras Apoyo y Asociados Internacionales S.A.C. en su comité de fecha 14 de octubre de 2015 y Equilibrium Clasificadora de Riesgo S.A. en su comité de fecha 1 de octubre de 2015, acordaron clasificar el Programa de la manera que se indica a continuación:

Entidad Calificadora	Clasificación
Apoyo y Asociados Internacionales S.A.C.	

Clasificadora de Riesgo

AAA

Equilibrium Clasificadora de Riesgo S.A.

Clasificadora de Riesgo

AAA.pe

- La clasificación de riesgo asignada por Apoyo y Asociados Internacionales S.A.C. (AAA) corresponde a la más alta capacidad de pago oportuno de los obligaciones, reflejando el más bajo riesgo crediticio. Esta capacidad no se vería afectada significativamente ante eventos imprevistos.
- La clasificación de riesgo asignada por Equilibrium Clasificadora de Riesgo S.A. (AAA.pe) corresponde a emisiones con la más alta capacidad de pago del capital y los intereses en los términos y condiciones pactadas.

LAS CLASIFICACIONES DE RIESGO OTORGADAS NO CONSTITUYEN UNA RECOMENDACIÓN DE COMPRA, RETENCIÓN O VENTA DE LOS BONOS.

Para mayor información relativa a las clasificaciones de riesgo otorgadas a los Bonos, revisar el Anexo V de este Prospecto Marco.

De conformidad con la Ley Aplicable, las clasificaciones de riesgo mencionadas anteriormente son revisadas permanentemente durante la vigencia de los Bonos.

6.9. Proceso en Caso de Reestructuración Económica y Financiera, Disolución, Liquidación, Concurso o Quiebra del Emisor

En el caso que el Emisor sea declarado en insolvencia, el proceso respectivo estará a cargo del INDECOPI y se llevará a cabo conforme con lo previsto por la Ley N° 27809, Ley General del Sistema Concursal, y sus normas modificatorias. En virtud de lo previsto en dicha norma, los acreedores del Emisor con créditos debidamente reconocidos deberán decidir el destino del Emisor, optando entre su reestructuración o su liquidación. En caso que se decida la reestructuración del Emisor y conforme lo aprueben dichos acreedores y contando con el quórum y mayorías de ley, éstos podrán acordar la capitalización de acreencias contra el Emisor. En el caso que los acreedores del Emisor no acuerden su reestructuración o decidan su liquidación, el total de sus créditos reconocidos serán pagados por el liquidador designado siguiendo el orden de prelación establecido en el artículo 42 de la Ley General del Sistema Concursal: (i) en primer lugar, los créditos laborales, (ii) en segundo lugar, los créditos alimentarios, (iii) en tercer lugar, los créditos garantizados, (iv) en cuarto lugar, los créditos de origen tributario, incluidos los del Seguro Social de Salud (ESSALUD), y (v) finalmente, las demás obligaciones no garantizadas (como es el caso de los Bonos) a prorrata entre todas ellas. En virtud del sistema de prelación en el pago establecido en dicha norma, las deudas del Emisor con un rango de prelación mayor excluyen a las de menor prelación y son pagadas con anterioridad.

6.10. Régimen Legal Aplicable

Las principales disposiciones legales que se aplican a la emisión de los Bonos bajo el Programa, según han sido modificadas, son las siguientes:

- Ley General de Sociedades, Ley N° 26887 y sus normas modificatorias y sustitutorias.
- Texto Único Ordenado de la Ley del Mercado de Valores, aprobado por Decreto Supremo N° 093-2002-EF y sus normas modificatorias y sustitutorias.
- Reglamento de Oferta Pública Primaria y de Venta de Valores Mobiliarios, aprobado por Resolución CONASEV N° 141-98-EF/94.10 y sus normas modificatorias y sustitutorias.
- Manual para el Cumplimiento de los Requisitos Aplicables a las Ofertas Públicas de Valores Mobiliarios, aprobado por Resolución Gerencia General N° 211-98-EF/94.11 y sus normas modificatorias y sustitutorias.
- Normas Comunes para la Determinación del Contenido de los Documentos Informativos, aprobado por Resolución Gerencia General N° 211-98-EF/94.11 y sus normas modificatorias y sustitutorias.
- Disposiciones para la estandarización de valores que otorgan derechos de crédito de emisores nacionales, aprobado por Resolución CONASEV N° 016-2000-EF/94.10 y sus normas modificatorias y sustitutorias.
- Reglamento de Inscripción y Exclusión de Valores en la Rueda de Bolsa de la Bolsa de Valores de Lima, aprobado por Resolución SMV N° 031-2012-SMV/01 y sus normas modificatorias y sustitutorias.
- Reglamento del Registro Público del Mercado de Valores, aprobado por Resolución CONASEV N° 079-97-EF/94.10 y sus normas modificatorias y sustitutorias.
- Reglamento de Instituciones de Compensación y Liquidación de Valores, aprobado por Resolución CONASEV N° 031-99-EF/94.10 y sus normas modificatorias y sustitutorias.
- Reglamento de Propiedad Indirecta, Vinculación y Grupos Económicos, aprobado por Resolución CONASEV N° 090-2005-EF/94.10 y sus normas modificatorias y sustitutorias; que se encontrará vigente hasta el 31 de diciembre de 2016.
- Resolución de Superintendencia N° 00019-2015-SMV/01, que aprueba el Reglamento de Propiedad Indirecta, Vinculación y Grupos Económicos que entrará en vigencia a partir del 1 de enero de 2017.
- Reglamento de Información Financiera y Manual para la Preparación de Información Financiera, aprobado por Resolución CONASEV N° 103-1999-EF/94.10 y sus modificatorias correspondientes.
- Reglamento para la Preparación y Presentación de Memorias Anuales y Reportes Trimestrales, aprobado por Resolución CONASEV N° 141-1998 y sus normas modificatorias y sustitutorias.

- xiv) Texto Único Ordenado de la Ley del Impuesto a la Renta, aprobado por Decreto Supremo N° 179-2004-EF y sus normas modificatorias y sustitutorias.
- xv) Texto Único Ordenado de la Ley del Impuesto General a las Ventas e Impuesto Selectivo al Consumo, aprobado por Decreto Supremo N° 055-99-EF y sus normas modificatorias.
- xvi) Ley de Títulos Valores, Ley N° 27287 y sus normas modificatorias y sustitutorias.
- xvii) Ley General del Sistema Concursal, Ley N° 27809 y sus normas modificatorias y sustitutorias.
- xviii) Ley para la lucha contra la evasión y para la formalización de la economía, Ley N° 28194, y su Texto Único Ordenado, aprobado por Decreto Supremo N° 150-2007-EF, y sus normas modificatorias y sustitutorias.
- xix) Reglamento de Hechos de Importancia e Información Reservada, aprobado por Resolución SMV N° 005-2014-SMV/01 y sus normas modificatorias y sustitutorias.
- xx) Reglamento del Sistema MVNet y SMV Virtual aprobado mediante Resolución SMV N° 010-2013-SMV/01 y sus normas modificatorias y sustitutorias.
- xxi) Ley del Impuesto a las Transacciones Financieras, aprobada por Ley N° 28194 y sus normas modificatorias y complementarias.
- xxii) Establecen disposiciones para la presentación de Información Financiera en el marco de trámites de inscripción por Oferta Pública Primaria de valores y/o programas de emisión en el Registro Público del Mercado de Valores aprobado mediante Resolución SMV N° 006-2013-SMV/01 y sus normas modificatorias y sustitutorias.

Debe tomarse en cuenta que existen diferentes normas que podrían ser aplicables en relación con el plazo de prescripción o caducidad del derecho a cobrar el principal y los intereses de los Bonos. Dichas normas son el artículo 49 de la Ley General de Sociedades (Ley N° 26887), el artículo 96 de la Ley de Títulos Valores (Ley N° 27287) y el artículo 2001 del Código Civil. Los plazos de prescripción o caducidad previstos por estas normas varían entre dos (2) y diez (10) años. Se recomienda a los posibles inversionistas evaluar, con la asesoría legal necesaria, la posible aplicación de estos plazos a la prescripción o caducidad del derecho a cobrar el principal e intereses de los Bonos.

6.11. Modo en que se Representará la Titularidad de los Bonos y forma en que podrá Efectuarse su Transferencia

Los Bonos estarán representados por anotaciones en cuenta y estarán inscritos en el registro contable de CAVALI, con domicilio en Santo Toribio N° 143 oficina 501, San Isidro, provincia y departamento de Lima, Perú, o en la entidad que la sustituya, de ser el caso. Los Bonos tienen mérito ejecutivo y son libremente transferibles con sujeción a la Ley y sus normas reglamentarias aplicables.

6.12. Mecanismos Centralizados de Negociación en que serán Registrados los Bonos

Los Bonos emitidos por Oferta Pública en el marco del Tercer Programa podrán ser inscritos en el Registro de Valores de la BVL con domicilio en Pasaje Santiago Acuña N° 106 – Lima 01 o en otro mecanismo centralizado de negociación aprobado de acuerdo a lo establecido por el Emisor, según sea definido el Contrato Complementario correspondiente, e informado a la SMV y a los inversionistas a través de los respectivos Prospectos Complementarios y/o Avisos de Oferta. Los costos de la inscripción de los Bonos en dichos mecanismos centralizados de negociación serán por cuenta y costo del Emisor.

Los Bonos colocados por Oferta Privada, de ser el caso, podrán ser inscritos en el Registro de Valores de la BVL u otro mecanismo centralizado de negociación, así como en el RPMV de la SMV para su negociación en el mercado público secundario, siempre que (i) se cumpla con todos los requisitos establecidos en las Leyes Aplicables para tales efectos, (ii) se hubiese establecido dicha posibilidad en el respectivo Contrato Complementario, y (iii) medie acuerdo entre la Asamblea Especial correspondiente y el Emisor. Sin embargo, en caso los Bonistas opten por listar sus valores en otro mecanismo centralizado de negociación al indicado en el correspondiente Contrato Complementario, deberán asumir los gastos respectivos.

6.13. Tratamiento Tributario Aplicable a los Bonos

El resumen tributario está constituido por el informe de Ernst & Young S.R.L., asesor tributario peruano, el mismo que se presenta en el Anexo IV de este Prospecto Marco. El resumen se basa en leyes tributarias del Perú en vigencia a la fecha de este Prospecto Marco, las mismas que están sujetas a modificaciones. Los inversionistas deberán asesorarse con sus propios asesores en impuestos en lo referido a las consecuencias tributarias que pudieran generarse por la suscripción, compra, tenencia o disposición de los instrumentos a ser emitidos.

Sin perjuicio de lo señalado en el presente numeral, se recomienda que cada inversionista, de acuerdo con su situación particular, consulte a su propio asesor tributario sobre las obligaciones tributarias derivadas de la suscripción, compra, titularidad y disposición de los valores emitidos bajo el marco del Tercer Programa.

Adicionalmente cabe señalar que los inversionistas deben tener en cuenta que siempre existe la posibilidad de cambios en la regulación vigente que podría afectar la presente emisión.

7. Información General del Emisor

7.1. Denominación y Domicilio del Emisor

EnerSur S.A. es una sociedad anónima constituida y existente bajo las leyes de la República del Perú. El domicilio fiscal del Emisor se ubica en Av. República de Panamá N° 3490, San Isidro, con número de teléfono (511) 616-7979 y su página de internet es <http://www.enersur.com.pe/>

7.2. Constitución e Inscripción en Registros Públicos

EnerSur se constituyó como sociedad anónima mediante escritura pública de fecha 20 de setiembre de 1996 otorgada ante Notario Público de Lima, Doctor Jorge Orihuela Iberico bajo el nombre de Powerfin Peru S.A., quedando inscrita en la Ficha N° 132746 del Registro de Personas Jurídicas de la Oficina Registral de Lima y Callao, ahora partida electrónica N° 11027095 de dicho registro.

El Emisor modificó su denominación social a la de Energía del Sur S.A., pudiendo identificarse con la abreviatura EnerSur S.A., mediante acuerdo de junta general extraordinaria de accionistas del 21 de febrero de 1997.

Posteriormente, mediante Junta General de Accionistas de EnerSur de fecha 15 de agosto de 2007, se acordó eliminar la denominación social abreviada "EnerSur S.A." y modificar la denominación social completa "Energía del Sur S.A." por "EnerSur S.A.".

7.3. Objeto Social y Plazo de Duración

El objeto social de EnerSur es dedicarse a las actividades de generación y transmisión de energía eléctrica a través de Sistemas Principales y/o Secundarios de Transmisión de acuerdo con lo establecido en la legislación que resulte aplicable tal como pueda ser modificada de tiempo en tiempo. Para desarrollar su objeto social, EnerSur puede participar en consorcios, *joint ventures* y cualquier otra forma de asociación empresarial permitida por la legislación peruana y realizar todos los actos y celebrar todos los contratos que las leyes peruanas permitan a las sociedades anónimas.

Al giro de las actividades de EnerSur le corresponde el CIU 3510.

EnerSur tiene un plazo de duración indeterminado.

7.4. Capital Social y Estructura Accionaria

Al 30 de junio de 2015, el capital social de EnerSur se encuentra íntegramente suscrito y totalmente pagado, integrado por 601'370,011 acciones con derecho a voto, todas ellas de un valor nominal de S/. 1.00 (uno y 00/100 Nuevos Soles cada una), según consta en la escritura pública de fecha 9 de abril de 2014 otorgada ante el Notario Público de Lima, Dr. Ricardo Fernandini Barreda.

Al 30 de junio de 2015, la participación de los accionistas en EnerSur fue la siguiente:

Accionistas	N° Acciones	Porcentaje	Origen	Grupo Económico
International Power S.A.	371'478,629	61.77%	Bélgica	Engie
IN-Fondo 2 (Fondo 2 – AFP Integra)	43'264,727	7.19%	Perú	Sura
PR – Fondo 2 (Fondo 2 – AFP Profuturo)	31'374,191	5.22%	Perú	Scotiabank
Otros Accionistas (<5%)	155'252,464	25.82%	Varios	
Total	601'370,011	100.00%		

Fuente: EnerSur

Composición accionaria: número de accionistas por tenencia

Tenencia	Número de accionistas	Porcentaje
Menor al 1%	598	5.01%
Entre 1% y 5%	7	20.81%
Entre 5% y 10%	2	12.41%
Mayor al 10%	1	61.77%
Total	608	100.00%

Fuente: EnerSur

7.5. Grupo Económico

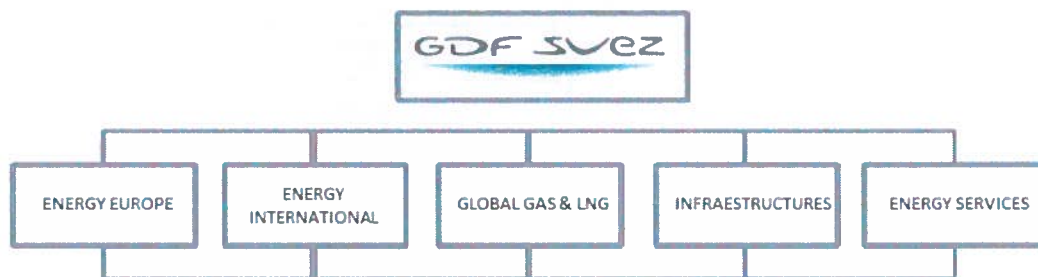
EnerSur forma parte del Grupo GDF SUEZ (hoy Grupo ENGIE), el cual está conformado por un grupo de empresas cuya matriz es GDF SUEZ S.A (en adelante, "GDF SUEZ"), una sociedad constituida y existente bajo las leyes de Francia, cuyas acciones se encuentran listadas en las bolsas de Bruselas, Luxemburgo y París. Con fecha abril de 2015, GDF SUEZ anunció el cambio de marca corporativa pasándose a

denominar ENGIE en todos los países donde opera, así como también, progresivamente, cambios en sus unidades operativas y denominaciones sociales, los cuales se implementarían durante el siguiente año.

El Grupo GDF SUEZ nació como consecuencia de la fusión de Suez S.A. y Gaz de France S.A., ambas 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) con base en 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, según se muestra en el siguiente gráfico:



Fuente: EnerSur

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

Durante el 2012, GDF SUEZ culminó el proceso de adquisición del 100% del capital social de International Power Plc, grupo inglés que aportó importantes activos al negocio de energía; actualmente, la denominación de dicho grupo es International Power Ltd. International Power S.A. (100% propiedad del Grupo GDF SUEZ) es una sociedad constituida en Bélgica y es el principal accionista de EnerSur, con el 61.77% de las acciones. El 38.23% restante es de titularidad de fondos de las administradoras de fondos de pensiones (AFP) peruanas, así como de otras personas naturales y jurídicas. Por su parte, GDF SUEZ IP LUXEMBOURG S.á.r.l. es titular del 100% de acciones de International Power S.A. A su vez, International Power Ltd e International Power (Zebra) Limited, empresas constituidas en el Reino Unido, son propietarias indirecta y directa, respectivamente, de GDF SUEZ IP Luxembourg S.á.r.l.

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 continuación se muestra la conformación del grupo económico y la posición de EnerSur dentro de éste:

7.7. Transacciones y Saldos con Empresas Relacionadas

EnerSur mantiene vigentes las siguientes principales transacciones con empresas relacionadas:

Cifras en Miles de Dólares	Al 31 de diciembre de		Al 30 de junio de	
	2014	2013	2015	2014
Otras Cuentas por Cobrar				
Leme Engenharia Ltda.	500	-	400	-
GDF Suez Energy Perú S.A.	25	34	15	51
Egasur S.A.	10	8	10	13
Total Cuentas por Cobrar	535	42	425	64
Otras Cuentas por Pagar				
Leme Engenharia Sucursal Perú	272	-	-	-
Leme Engenharia Ltda.	133	-	-	-
Laborelec	59	38	-	-
GDF Suez S.A.	40	20	40	-
International Power S.A.	-	-	-	2
Tractabel Engineering	22	22	-	22
GDF Suez Energy Perú S.A.	-	76	76	76
Total Cuentas por Pagar	526	156	116	100

Fuente: EnerSur

7.8. Reseña Histórica y Aspectos Generales

EnerSur se constituyó en setiembre de 1996 bajo la denominación social de Powerfin Perú S.A; dicha denominación fue modificada en 1997 por Energía del Sur S.A. y posteriormente en el año 2007 cambió su denominación social a EnerSur S.A.

EnerSur se constituyó con el objeto de adquirir los activos de generación de electricidad de propiedad de SPCC (en ese entonces Southern Perú Limited) y suscribir el PPA con SPCC en virtud del cual EnerSur se convirtió en el suministrador exclusivo de electricidad de SPCC, además de otros contratos que regulan diversos aspectos de la relación contractual entre ambas empresas. La transferencia de los activos de generación de SPCC y el inicio del suministro bajo el PPA, así como los demás contratos que regulan las relaciones entre ambas empresas entraron en vigencia el 17 de abril de 1997.

EnerSur es una subsidiaria de International Power S.A. (antes Suez-Tractebel S.A.), quien era propietaria directa o indirecta de todas las acciones con derecho a voto en que se encuentra representado su capital social y tenía, por tanto, el control total de su gestión. Dicha situación se mantuvo hasta febrero de 2004 en que las carteras administradas por las cuatro Administradoras Privadas de Fondos de Pensiones, en cumplimiento de los compromisos previamente asumidos suscribieron y pagaron, por cuenta del fondo que cada una administra, un aumento de capital aprobado por los accionistas de EnerSur y pasaron a ser titulares, de manera conjunta, de 21.05% de su capital social.

En octubre de 2005, se obtiene la aprobación para listar las acciones de EnerSur en la BVL e inscribirlas en el RPMV de la SMV, efectuando International Power S.A. en noviembre de 2005 una oferta pública de venta de acciones, logrando una venta del 17.21% de las acciones comunes de su propiedad en el capital social de EnerSur en el mercado local.

Posteriormente, mediante Junta General de Accionistas de EnerSur de fecha 15 de agosto de 2007, se acordó eliminar la denominación social abreviada "EnerSur S.A." y modificar la denominación social completa "Energía del Sur S.A." por "EnerSur S.A."

Por acuerdo de Junta General de Accionistas de fecha 14 de febrero de 2012, se aprobó aumentar el capital social de EnerSur mediante nuevos aportes dinerarios hasta por la suma en Nuevos Soles equivalente a US\$ 150'000,000 (ciento cincuenta millones de Dólares) y que las acciones que sean emitidas como consecuencia de dicho aumento de capital social sean suscritas 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 sesión de Directorio de fecha 17 de febrero de 2012, se acordaron los términos y condiciones en que se realizaría el aumento de capital. Asimismo, con fecha 1 de marzo de 2012, el Directorio acordó determinar los términos y condiciones pendientes de aprobación del aumento de capital por nuevos aportes dinerarios.

Luego de realizadas las referidas dos (2) ruedas más el proceso de asignación de remanente, se suscribió el 100% (cien por ciento) del aumento de capital aprobado mediante escritura pública de fecha 14 de mayo de 2012, otorgada ante el Notario Público de Lima, Dr. Ricardo Fernandini Barreda, en ese sentido, se aumentó el capital social de la empresa a S/. 224'297,295, representados por igual número de acciones con derecho a voto de un valor nominal de S/. 1.00 (uno y 00/100 Nuevos Soles cada una).

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

disponibilidad de la sociedad. Con fecha 18 de marzo de 2014, mediante acuerdo de Junta General de Accionistas, se acordó la capitalización de esta prima. Mediante escritura pública de fecha 9 de abril de 2014, otorgada ante Notario Público de Lima, Dr. Ricardo Fernandini Barreda, se capitalizaron 377'072,716 acciones de un valor nominal de S/. 1.00 (uno y 00/100 Nuevos Soles) cada una, sumando un capital social de S/. 601'370,011.

En noviembre de 2007 EnerSur inscribió en el RPMV el "Primer Programa de Bonos Corporativos de EnerSur S.A." hasta por un monto máximo en circulación de US\$ 400'00,000 (Cuatrocientos millones y 00/100 Dólares), con cargo al cual se efectuaron siete (7) emisiones de las cuales aún están vigentes seis (6) emisiones cuyas principales características se detallan en la sección 6.6 anterior de este Prospecto Marco ("Relación con Otros Valores del Emisor - Primer Programa de Bonos Corporativos de EnerSur S.A."). En octubre de 2012 EnerSur inscribió en el RPMV el Segundo Programa de Bonos Corporativos por hasta un monto máximo en circulación de US\$ 500'000,000 (Quinientos millones y 00/100 Dólares) o su equivalente en Nuevos Soles. No se llegó a realizar alguna emisión bajo este Segundo Programa de Bonos Corporativos.

7.9. Convenio de Estabilidad Jurídica

Con fecha 20 de Diciembre de 2012, EnerSur suscribió un Convenio de Estabilidad Jurídica con el Estado Peruano representado por la Agencia de Promoción de la Inversión Privada - ProInversión para que, por un plazo de diez (10) años tenga el derecho contractual a una tasa de impuesto a la renta fija de 30%.

Conforme con lo estipulado en dicho Convenio, el Estado Peruano garantizó a EnerSur, durante todo el plazo de vigencia del mismo, la estabilidad de los regímenes del Impuesto a la Renta y de contratación de trabajadores que se encuentren vigentes a la fecha de suscripción del convenio antes indicado. En el caso del régimen del Impuesto a la Renta, la estabilidad jurídica comprende la determinación de la renta imponible, tasas, gastos deducibles, entre otros aspectos. EnerSur se encuentra evaluando la posibilidad de renunciar a dicho Convenio, puesto que, con fecha 1 de enero de 2015 entró en vigencia la Ley N° 30296, la cual aprobó la reducción gradual de la tasa de Impuesto a la Renta aplicable a EnerSur (28%, 27% y 26% para los periodos, 2015-2016, 2017- 2018 y 2019 en adelante, respectivamente).

Además, EnerSur se encuentra autorizada por la SUNAT a llevar su contabilidad en Dólares.

7.10. Concesiones, Autorizaciones, Permisos y Licencias

Una relación de las principales concesiones, autorizaciones, permisos y licencias con las que cuenta EnerSur para el desarrollo de las actividades que constituyen su objeto social se encuentra en el acápite 8.7 de este Prospecto Marco.

8. Descripción de Operaciones y Desarrollo

8.1. Descripción del Emisor

EnerSur se dedica a las actividades de generación, transmisión y comercialización de energía eléctrica en el Perú. De acuerdo a las cifras oficiales reportadas por el COES, en el año 2014, EnerSur generó 7,098 GWh de energía, lo cual equivale al 17% del total de energía producida en el SEIN (7,719 GWh en 2013, lo cual equivale al 19% del total de energía producida en el SEIN durante ese año), siendo la mayor empresa de generación eléctrica en cuanto a capacidad instalada en el Perú con un total de 1,838 MW en operación y 825 MW adicionales en construcción y la tercera en cuanto a generación de energía.

Entre los meses de enero y junio de 2015, EnerSur generó 3,421 GWh de energía, 2% inferior a la energía generada en el mismo periodo del año 2014, lo cual equivale al 16% del total de energía producida en el SEIN durante ese periodo.

Los ingresos de EnerSur provienen, principalmente, de: (i) las ventas de electricidad efectuadas a Clientes Libres de acuerdo a sus correspondientes contratos de suministro de potencia y energía; (ii) los contratos suscritos con diversos Clientes Regulados (empresas distribuidoras); (iii) las ventas en el Mercado de Corto Plazo; y, (iv) los ingresos por potencia que recibe por sus plantas de reserva (Central Termoeléctrica de Reserva Fría de Generación ILO31 y en el futuro por el Proyecto Nodo Energético Planta Ilo).

EnerSur cuenta con una cartera de clientes a nivel nacional. Hasta diciembre de 2014, la cartera de Clientes Libres y Clientes Regulados sumaba una potencia contratada – en hora punta – de 1,292 MW. De dicha cifra, 315 MW corresponden a Clientes Libres y 977 MW a Clientes Regulados. La potencia contratada en horas fuera de punta fue de 1,321 MW en total. De dicha cifra, 358 MW corresponden a Clientes Libres y 963 MW a Clientes Regulados.

El Emisor tiene contratos con los siguientes Clientes Libres: SPCC, Antamina, Las Bambas, Votorantim Metais – Cajamarquilla, entre otros.

Asimismo, a través de licitaciones efectuadas durante los años 2009, 2011 y contratos bilaterales en los años 2012, 2013 y 2014, se han suscrito contratos con los siguientes Clientes Regulados (empresas distribuidoras): Luz del Sur, Edelnor, Edecañete, Electronoroeste, Electronorte., Hidrandina, Electro Puno, Sociedad Eléctrica del Sur Oeste, Electrocentro, Consorcio Eléctrico de Villacurí, Electro Ucayali y Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad – ELECTROSUR.

8.2. Estrategia

La estrategia de EnerSur consiste principalmente en lo siguiente:

- i) Optimizar la estructura de suministro eléctrico diversificando las fuentes de energía a través del desarrollo de proyectos hidroeléctricos, de gas natural, renovables y de otras fuentes.
- ii) Mantener un óptimo balance del portafolio comercial entre Clientes Regulados y Clientes Libres, con un enfoque en contratos con costos “*pass-through*” y que disminuyan los riesgos que no sean manejables.
- iii) Contratar un portafolio por el total de la capacidad eficiente para maximizar los ingresos y cubrir el riesgo en el Mercado de Corto Plazo a través de la generación.
- iv) Captar y retener clientes proporcionando soluciones diferenciadas.
- v) Mantener una estructura financiera óptima, minimizando costos financieros bajo una estructura adversa al riesgo y con suficiente flexibilidad financiera en caso se presenten oportunidades o eventos inesperados.
- vi) Identificar, difundir e implementar las mejores prácticas internacionales en los diferentes procesos de la empresa.

Clientes y Mercado

EnerSur brinda suministro de energía a Usuarios Regulados a través de contratos con los Clientes Regulados (empresas distribuidoras) y a Clientes Libres (minero e industria, principalmente) que estén conectados al SEIN.

Competencia

En el mercado eléctrico nacional los principales competidores de EnerSur son las siguientes empresas (participación de mercado en términos de potencia): Edegel (22%), Estado Peruano (17%), Kallpa (12%) y Egenor (6%), según cifras reportadas por el COES a diciembre de 2014.

8.3. Contratos de Suministro de Electricidad con Clientes (Libres y Regulados)

PPA Antamina

Con fecha 29 de noviembre de 2012, derivado de una licitación, EnerSur y Compañía Minera Antamina S.A. (“Antamina”) suscribieron un PPA por un plazo de 15 años que inició en enero de 2015. El PPA con Antamina contempla dos puntos de suministro (la S.E. Vizcarra y la

S.E. Punta Lobitos en Huarmey, ambas de propiedad de Antamina). La máxima demanda comprometida asciende a 150 MW para el año 2015, incrementándose a 170 MW a partir del año 2016. El contrato prevé mecanismos para que Antamina incremente su demanda de acuerdo a su crecimiento en hasta 100 MW en una segunda y tercera etapa que podrían iniciarse desde el año 2018, además de permitirle la resolución del contrato en casos donde Antamina se vea obligado a cerrar sus operaciones o suspenderlas.

PPA Votorantim Metais - Cajamarquilla

Con fecha 15 de diciembre de 2014, Votorantim Metais - Cajamarquilla ("Votorantim") y EnerSur firmaron un contrato de suministro por el periodo entre mayo de 2015 y febrero de 2017 por 60 MW en hora punta y 125 MW en hora fuera de punta. Posteriormente, se firmó un acuerdo complementario mediante el cual se modificó principalmente el plazo del contrato: (i) El término inicial se difirió hasta el primer día del mes siguiente a la fecha en la que culmine el arbitraje en curso entre Votorantim y Edegel (antiguo suministrador de dicho cliente) y; (ii) el término final se modificó para culminar en diciembre de 2018. En dicho acuerdo complementario, no se varió la potencia contratada, la cual se mantiene en 60 MW Hora Punta y 125 MW Hora Fuera de Punta.

PPA Xstrata Tintaya

En octubre de 2010, se suscribió un acuerdo de suministro de potencia y energía con la empresa Xstrata Tintaya (hoy Las Bambas Mining Company), por 150 MW, para abastecer el proyecto minero Las Bambas por un plazo de 10 años y 10 meses desde el inicio de la toma de carga cuya fecha fue el 18 de junio de 2015, por lo tanto el contrato se encontrará vigente hasta el 16 de abril de 2026.

PPA SPCC

En 1996, EnerSur firmó un contrato de suministro de energía y potencia con SPCC hasta por 245 MW por un plazo de 20 años, bajo el cual EnerSur se encuentra obligado a mantener ciertas instalaciones de generación y transmisión de electricidad. Asimismo, EnerSur tiene la responsabilidad de operar, mantener y reparar las Líneas de Transmisión, Subestaciones y demás infraestructura de transmisión de SPCC, de forma tal que le permita el suministro de electricidad a ésta, según lo estipulado en este PPA. Adicionalmente, EnerSur brinda diversos servicios a SPCC debido a que existe una interdependencia entre ciertos sistemas de ambas empresas, aunque el impacto de tales servicios en los resultados de EnerSur es relativamente menor. Por su parte, SPCC también presta diversos servicios a EnerSur y le ha otorgado derechos de servidumbre y superficie para el desarrollo de sus actividades. Finalmente, el PPA con SPCC no será renovado en su fecha de vencimiento (abril de 2017).

Otros contratos de suministro de electricidad con Clientes Libres

EnerSur, al 30 de junio de 2015, tenía suscritos un total de dieciocho (18) PPAs con Clientes Libres. Todos estos contratos son de suministro exclusivo. Los precios de potencia están indexados a la inflación en los Estados Unidos de América (CPI-USA), y los precios de energía son indexados en algunos casos al CPI-USA y en otros a la variación del precio del gas natural puesto en Chilca, siendo los cargos regulados aplicables al suministro transferido en su integridad al cliente respectivo.

El siguiente cuadro resume las principales características de los PPAs entre EnerSur y sus Clientes Libres:

N°	Contratos con Clientes Libres	Inicio	Vencimiento	Potencia Contratada (MW)	
				Hora Punta	Fuera Hora Punta
1	SPCC ⁽¹⁾	18/04/1997	17/04/2017	207.00	207.00
2	Quimpac S.A.	01/07/2004	30/06/2020	18.00	56.00
3	Papelera Nacional S.A.	01/06/2007	30/06/2020	12.00	12.00
4	Minera Bateas S.A.C.	01/02/2007	31/01/2022	3.50	3.50
5	Nyrstar Coricancha S.A.	01/04/2007	31/03/2017	5.00	5.00
6	Universidad de Lima	01/05/2008	31/12/2018	2.80	3.00
7	Compañía Minera Antapaccay S.A.	01/05/2008	31/12/2018	21.00	21.00
8	Manufactura Record S.A.	01/07/2008	31/12/2018	0.25	1.30
9	Owens Illinois Peru S.A.	01/04/2015	31/12/2022	3.50	3.50
10	Industrial Papelera Atlas S.A.	01/01/2013	31/12/2017	2.85	3.80
11	Votorantim Metais - Cajamarquilla S.A.	01/01/2016	31/12/2018	60.00	125.00
12	Apumayo S.A.C.	01/02/2013	31/12/2017	1.15	1.50
13	Papelera del Sur S.A.	01/03/2013	28/02/2017	4.50	4.50
14	Linde Gas Perú S.A.	01/06/2013	31/05/2016	2.70	2.70
15	Minera Santa Luisa S.A.	01/06/2011	31/05/2026	1.00	4.00
16	PetroPerú S.A.	08/08/2012	06/09/2015	3.70	7.65
17	Minera Las Bambas ⁽³⁾	15/12/2012	16/04/2026	40.00	40.00
18	Compañía Minera Antamina S.A.	01/01/2015	01/01/2030	150.00	150.00

Información al 30/06/2015

Fuente: EnerSur

(1) El contrato con SPCC establece como potencia mínima facturable 185 MW y un compromiso de suministro hasta 245 MW.

(2) El contrato con Votorantim Metais - Cajamarquilla S.A. se iniciará a más tardar el 1 de marzo de 2017.

(3) El cliente Las Bambas MMG inició su consumo efectivo el día 18 de junio de 2015.

Contratos con Clientes Regulados (empresas distribuidoras)

Dentro del marco de las Licitaciones de Largo Plazo ED-01-2009-LP, ED-02-2009-LP, ED-03-2009-LP y de la Licitación Distriluz se adjudicaron y suscribieron contratos de suministro de electricidad con dichas empresas distribuidoras tal como se detalla a continuación:

- i) Edelnor S.A.A., seis contratos con vigencia entre el 1 de enero de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2025.
- ii) Luz del Sur S.A.A. seis contratos con vigencia entre el 1 de enero de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2025.
- iii) Edecañete S.A. seis contratos con vigencia entre el 1 de enero de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2021.
- iv) Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad S.A. - ELECTROSUR S.A. seis contratos con vigencia entre el 1 de enero de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2025.
- v) Electro Sur Este S.A.A. seis contratos con vigencia entre el 1 de enero de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2025.
- vi) Electro Puno S.A.A. seis contratos con vigencia entre el 1 de enero de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2025.
- vii) Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. seis contratos con vigencia entre el 1 de enero de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2025.
- viii) Electronoroeste S.A. seis contratos con vigencia entre el 31 de octubre de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2022.
- ix) Electronorte S.A. seis contratos con vigencia entre el 31 de octubre de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2022.
- x) Hidrandina S.A. seis contratos con vigencia entre el 31 de octubre de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2022.
- xi) Electrocentro S.A. seis contratos con vigencia entre el 31 de octubre de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2022.
- xii) Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C. seis contratos con vigencia entre el 31 de octubre de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2022.

Asimismo, dentro del marco de las licitaciones convocadas, durante el año 2011, por las empresas distribuidoras Luz del Sur S.A.A., Edelnor S.A.A. para el suministro al Servicio Público de Electricidad, a la que se sumó la empresa distribuidora Edecañete S.A., EnerSur se adjudicó y suscribió contratos de suministro de electricidad con dichos Clientes Regulados tal como se detalla a continuación:

- i) Edelnor S.A.A., dos contratos con vigencia entre el 1 de enero de 2018 y el 31 de diciembre de 2027.
- ii) Luz del Sur S.A.A., dos contratos con cada una de ellas, con vigencia entre el 1 de enero de 2018 y el 31 de diciembre de 2027.
- iii) Edecañete S.A., dos contratos con cada una de ellas, con vigencia entre el 1 de enero de 2018 y el 31 de diciembre de 2027.

La energía a ser facturada por EnerSur a cada empresa distribuidora se determina mensualmente de acuerdo a cada contrato. Del mismo modo, la potencia total puesta a disposición de cada empresa distribuidora ha sido contratada bajo dos modalidades, (i) Potencia Contratada Fija Mensual, que es la mínima potencia que EnerSur facturará a cada distribuidora en cada punto de entrega; y (ii) Potencia Contratada Variable Mensual, que es una potencia variable cuyo límite máximo es el 20% de la Potencia Contratada Fija Mensual.

Adicionalmente, se han suscrito Contratos Bilaterales con los siguientes Clientes Regulados (empresas distribuidoras):

- i) Edelnor S.A.A., un contrato con vigencia entre el 1 de enero de 2013 y el 31 de diciembre de 2017.
- ii) Electronoroeste S.A., un contrato con vigencia entre el 1 de agosto de 2012 y el 31 de diciembre de 2015.
- iii) Electro Ucayali S.A., un contrato con vigencia entre el 1 de enero de 2013 y el 31 de diciembre de 2015. El plazo original era hasta el 31 de diciembre de 2014, pero se extendió un año adicional mediante una adenda.

A continuación se muestran los valores de la Potencia Contratada para cada distribuidora según el tipo de contrato:

N°	Contratos con Clientes Regulados	Inicio	Vencimiento	Potencia Contratada (MW)	
				En Hora Punta	Fuera Hora Punta
1	Edelnor S.A.A. ⁽¹⁾	01/01/2014	31/12/2025	268.42	268.42
2	Luz del Sur S.A.A. ⁽¹⁾	01/01/2014	31/12/2025	219.53	219.53
3	Edecañete S.A. ⁽¹⁾	01/01/2014	31/12/2022	3.81	3.81
4	ELECTROSUR S.A. ⁽¹⁾	01/01/2014	31/12/2025	12.50	12.50
5	Electro Sur Este S.A.A. ⁽¹⁾	01/01/2014	31/12/2025	29.80	29.80
6	Electro Puno S.A.A. ⁽¹⁾	01/01/2014	31/12/2025	2.69	2.69
7	Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. ⁽¹⁾	01/01/2014	31/12/2025	42.80	42.80
8	Electronoroeste S.A. ⁽¹⁾	31/10/2014	31/12/2022	40.16	40.16
9	Electronorte S.A. ⁽¹⁾	31/10/2014	31/12/2022	12.86	12.86
10	Hidrandina S.A. ⁽¹⁾	31/10/2014	31/12/2022	18.12	18.12
11	Electrocentro S.A. ⁽¹⁾	31/10/2014	31/12/2022	10.74	10.74
12	Consorcio Eléctrico Villacurí S.A.C. ⁽¹⁾	31/10/2014	31/12/2022	0.38	0.38
13	Luz del Sur S.A.A. ⁽²⁾	01/01/2018	31/12/2027	74.83	74.83
14	Edecañete S.A. ⁽²⁾	01/01/2018	31/12/2027	1.42	1.42
15	Edelnor S.A.A. ⁽²⁾	01/01/2018	31/12/2027	15.75	15.75
16	Edelnor S.A.A. (bilateral)	01/01/2014	31/12/2017	180.00	180.00
17	Electronoroeste S.A. (bilateral) ⁽²⁾	01/08/2012	31/12/2015	10.00	10.00
18	Electro Ucayali S.A. (bilateral) ⁽²⁾	01/01/2013	31/12/2015	23.00	23.00
19	Edelnor S.A.A. (bilateral)	01/01/2015	31/12/2016	40.00	40.00
20	Hidrandina S.A. (bilateral)	01/01/2015	31/03/2017	8.00	8.00

Información al 30 de junio de 2015

Fuente: EnerSur

En algunos casos la Potencia Contratada varía mensualmente según lo acordado en cada contrato, tomando en cuenta que con cada Cliente Regulados se tiene más de un contrato vigente

(1) Contratos derivados de las licitaciones ED-01-2009, ED-02-2009, ED-03-2009 e HDNA-01-2009.

(2) Contratos derivados de las licitaciones LDS-2011-I y LDS-2011-II

8.4. Principales Activos de EnerSur

Central Termoeléctrica ILO1

En virtud de los contratos suscritos en 1996 y 1997 con Southern Perú Limited (hoy SPCC), EnerSur adquirió la planta termoeléctrica de SPCC ubicada al norte de la ciudad de Ilo adyacente a su fundición de cobre. Al momento de su adquisición por EnerSur, dicha planta de generación ("ILO1", tal como ha sido denominada por EnerSur) estaba conformada por dos (2) turbinas a vapor y un grupo diésel Caterpillar, con una potencia instalada total de 179.3 MW.

En julio de 1997, EnerSur puso en funcionamiento la primera unidad turbogas de ILO1, la cual había adquirido de SPCC en 1996, con una potencia nominal de 39.3 MW. Con ello se amplió la potencia nominal a 218.6 MW, con la finalidad de abastecer la demanda de SPCC que se había incrementado. Posteriormente, a finales de 1997 EnerSur adquirió una segunda unidad turbogas con una potencia nominal de 42.2 MW.

A inicios del 2013, la turbina a vapor 1 (TV1) de 22.0 MW fue retirada del servicio. Igualmente, en mayo de 2015, la turbina a vapor 2 (TV2) de 22 MW fue también retirada del servicio. Actualmente, la Central Termoeléctrica ILO1 cuenta con una potencia nominal de 216.8 MW. Asimismo, cuenta con un sistema de desalinización que provee de agua para la operación de la central y para SPCC.

Central Termoeléctrica ILO21

En el marco del PPA con SPCC, en 1998 EnerSur inició la construcción y posterior puesta en operación de la planta termoeléctrica a doble combustión (carbón/diésel) denominada "ILO21", ubicada al sur de la ciudad de Ilo con una potencia nominal de 135 MW, convirtiéndose en la única central de generación eléctrica a carbón que existe en el Perú.

El complejo cuenta con una cancha de carbón con capacidad de almacenamiento para 200 mil toneladas métricas, un muelle de 1,250 metros de largo diseñado para buques de 70,000 toneladas, oficinas administrativas, un sistema de desalinización, así como otros equipos y sistemas auxiliares necesarios para la operación de la unidad de generación. La construcción de la nueva planta de energía, incluyendo las instalaciones marítimas respectivas, estuvo a cargo, bajo la modalidad de contrato llave en mano, de la empresa japonesa Hitachi Ltd. La construcción de ILO21 se inició en julio de 1998 e ingresó en operación comercial en octubre de 2000.

Asimismo, EnerSur llevó a cabo un plan de expansión de las instalaciones de transmisión que ha permitido reforzar la red de transmisión de electricidad de la zona. Para ello, EnerSur ha construido: (i) la Línea de Transmisión C.T. ILO2 – S.E. Moquegua en 220 KV doble terna de 400 MVA cada terna; (ii) las líneas denominadas L.T. S.E. Moquegua (Montalvo) – S.E. Botiflaca en 138 KV y la L.T. S.E. Moquegua – S.E. Toquepala en 138 KV, de 196 y 100 MVA, respectivamente; y (iii) dos autotransformadores de 300 MVA cada uno en la S.E. Moquegua. La construcción de las Líneas de Transmisión y de las instalaciones en la Subestación estuvo a cargo del consorcio conformado por Alstom Energy Technique GMBH (Alemania) e ICE Ingenieros Consultores y Ejecutores S.A. (Perú).

Las instalaciones que conforman ILO21 y la S.E. Moquegua fueron afectadas por el sismo ocurrido en el sur del Perú el 23 de junio de 2001. La reconstrucción fue efectuada exitosamente bajo la dirección de EnerSur con la asesoría de Tractebel Engineering, tal como fue constatado por la firma Lahmeyer International para los bancos que concedieron a EnerSur un financiamiento en el año 2002, el cual fue íntegramente prepago en el año 2004.

Contrato de Usufructo de la Central Yuncán

La Central Hidroeléctrica de Yuncán, de 134.2 MW de potencia nominal, se localiza en las cuencas de los ríos Paucartambo y Huachón, en el departamento y provincia de Pasco, a 340 Km al noreste de Lima (la "Central Yuncán").

La Central Yuncán consta de tres (3) turbinas de 44.7 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. En la captación del río Paucartambo se ha construido una presa para conformar el reservorio de control diario de Huallamayo con una capacidad de 1.8 millones de m³ y un volumen útil de 458 miles de m³. El caudal captado, mediante un sistema de túneles que tiene una longitud total de 21 Km, llega al conducto forzado y luego a la casa de máquinas en caverna donde, después de ser aprovechadas para generar energía, las aguas son entregadas al desarenador de la Central Hidroeléctrica de Yaupi de Stratkraft del Perú S.A. (antes SN Power), que opera "en cascada" con la Central Yuncán. Asimismo, la Central Yuncán comprende una Línea de Transmisión de 220 KV, de 50 Km de longitud y una terna de 260 MVA, la misma que conecta la central (S.E. Santa Isabel) con la S.E. Carhuamayo Nueva.

En el contexto del proceso de promoción de la inversión privada que lleva a cabo el Estado Peruano a través de ProInversión, se convocó el Concurso Público Internacional PRI-71-01 para la adjudicación del derecho real de usufructo sobre la Central Yuncán que Activos Mineros S.A.C. (antes Egecen S.A.) ("Activos Mineros") venía ejecutando desde hace algún tiempo. Dicha participación se estructuró a través del Contrato de Usufructo por un plazo de treinta (30) años. Dicho contrato fue suscrito por EnerSur con fecha 16 de febrero de 2004, en su condición de ganador del concurso público convocado por ProInversión.

El Contrato de Usufructo otorga a EnerSur, por el plazo de su vigencia, el derecho real de usar y disfrutar de la Central Yuncán. Al someterse el Contrato de Usufructo al Código Civil, sus términos y condiciones no pueden ser modificados unilateralmente por el Estado Peruano. El contrato de usufructo entre EnerSur y Activos Mineros establece el derecho preferente de EnerSur de sustituir al mejor postor en caso Activos Mineros decida constituir un nuevo usufructo u otro derecho sobre la Central, ya sea al término del usufructo o en caso de transferencia de propiedad de la Central. Se mantiene la obligación de Activos Mineros de no afectar el derecho de EnerSur de usar y disfrutar la Central.

La Central Yuncán comprende todas las concesiones, permisos, servidumbres, licencias y terrenos necesarios para su uso y disfrute por EnerSur; la central está construida sobre terrenos de propiedad de Activos Mineros, así como de propiedad de comunidades campesinas; existiendo sobre estos últimos un derecho de servidumbre a favor de Activos Mineros.

Los pagos que EnerSur debe efectuar bajo el Contrato de Usufructo se encuentran estipulados en un cronograma que forma parte integrante del mismo y, por lo tanto, no pueden ser modificados unilateralmente por cualquiera de las partes de dicho contrato. En 2005 (inicio de la operación por parte de EnerSur) se pagaron US\$ 48.4 millones por derecho de contrato, US\$ 5.9 millones como aporte social, así como se entregó una garantía a favor de Activos Mineros por la suma de US\$ 10 millones para cubrir los pagos por Derecho de Usufructo y Aporte Social y una garantía de US\$ 2 millones para asegurar el fiel cumplimiento del Contrato de Usufructo. Adicionalmente, EnerSur está obligado a pagar (i) US\$ 105.5 millones por Derecho de Usufructo, que son pagados en 34 cuotas semestrales, a junio de 2015 se encuentran pagados US\$ 66.5 millones; y (ii) US\$ 12.9 millones de Aporte Social, que son pagados en 34 cuotas semestrales, a junio de 2015 se encuentran pagados US\$ 8.1 millones.

Activos Mineros asume el riesgo de caso fortuito o fuerza mayor relativo a la Central Yuncán por lo que EnerSur puede suspender el cumplimiento de sus obligaciones en tanto alguno de tales eventos le impidan usar y disfrutar dicha Central.

EnerSur puede renunciar al derecho de usufructo, en cualquier momento, para lo cual deberá cursar un preaviso de 90 días y pagar una indemnización igual a las siguientes dos cuotas semestrales, en cuyo caso no tendrá derecho a reembolso de suma alguna.

Central Termoeléctrica ChilcaUno

La Central Termoeléctrica ChilcaUno, se encuentra ubicada en el distrito de Chilca, provincia de Cañete, departamento de Lima, a 63.5 Km al sur de la capital. Fue la primera central construida desde la llegada del gas natural de Camisea, combustible que utiliza para la generación de energía eléctrica. Posee tres (3) turbinas a gas, dos (2) de 180 MW de potencia nominal, y una tercera de 199.8 MW de potencia nominal, todas las cuales pueden operar tanto en ciclo abierto como en ciclo cerrado. Cuenta con tres calderos de recuperación de calor, instalados en la salida de gases de cada turbina a gas, que generan vapor para una cuarta turbina a vapor de 292 MW de potencia nominal. Con la instalación de esta última turbina a fines del 2012 se cerró el ciclo y se convirtió la central en una de ciclo combinado con una potencia nominal total de 852 MW.

La central se empezó a construir en setiembre de 2005, con un proyecto de su primera unidad de generación (180 MW de potencia nominal). Para ello, EnerSur suscribió un contrato de construcción llave en mano denominado "*Engineering Procurement and Construction*" ("EPC") con Siemens Westinghouse Power Corporation ("SWPC") para la compra e instalación de turbinas y construcción de dicha planta. Posteriormente, se suscribieron contratos con otros proveedores para el suministro de diversos equipos y la construcción de la Subestación Eléctrica. En el 2006 la primera unidad ingresó en operación comercial.

En junio de 2006, se inicia la construcción de la segunda unidad de generación eléctrica con una potencia instalada de 180 MW, duplicando la capacidad de generación de la referida Central y teniendo un costo de inversión aproximado de US\$ 40 millones, principalmente de un EPC con SWPC. El financiamiento se obtuvo mediante contratos de arrendamiento financiero hasta por el monto mencionado (Véase la Sección "Análisis y Discusión de la Administración acerca del Resultado de las Operaciones y de la Situación Económica y Financiera" del presente Prospecto Marco). La segunda unidad de la C.T. ChilcaUno fue declarada en operación comercial en julio de 2007.

En setiembre de 2007, EnerSur y Siemens Energy Inc. (anteriormente Siemens Power Generation, Incorporated) firmaron un Contrato (*Turnkey Construction Contract*) para la ingeniería, diseño, fabricación, suministros, transporte, instalación, construcción y prueba de una nueva unidad de generación (turbina modelo 501 FD) que se encuentra ubicada junto a las otras dos unidades de generación de la C.T. ChilcaUno. El valor total de la inversión ascendió aproximadamente a US\$ 90 millones. Esta tercera unidad fue financiada mediante contratos de arrendamiento financiero. La tercera unidad fue declarada en operación comercial en agosto de 2009 con una potencia nominal de 199.8 MW.

Con el fin de convertir a ciclo combinado la Central Termoeléctrica ChilcaUno, se firmó un contrato de construcción EPC con la empresa POSCO, que entró en vigencia en junio de 2010. En setiembre del mismo año se firmaron los contratos para el *Owner's Engineer* con Tractebel Engineering y para el suministro y la instalación de la conexión a la S.E. Chilca y la reubicación de las líneas de 220 KV con Siemens S.A.C. EnerSur instaló tres (3) calderos de recuperación de calor, una (1) turbina a vapor de 292 MW de potencia, un (1) aerocondensador de 40 celdas y un (1) sistema de tratamiento de agua que comprende una planta desalinizadora, una planta desmineralizadora y una planta de tratamiento de aguas industriales; además de líneas de captación de agua de mar, descarga de

salmuera y tubería de conducción de agua desalinizada de 4.5 Km de longitud. Como parte de este proyecto también se reubicaron las L.T. de 220 KV a una nueva subestación. El valor total de la inversión ascendió aproximadamente a US\$ 320 millones y fue financiada principalmente mediante un contrato de arrendamiento financiero con el Banco de Crédito del Perú. En noviembre de 2012, entró en operación comercial la turbina a vapor, cerrando el ciclo y convirtiendo la central en una de ciclo combinado, con una potencia nominal total de 852 MW.

Para el abastecimiento de gas para la Central ChilcaUno, a junio de 2015 el Emisor cuenta con los siguientes contratos:

- (i) Contrato de suministro de molécula de gas natural con el consorcio de productores del gas de Camisea, operado por Pluspetrol. Este contrato obliga a EnerSur a adquirir gas del Consorcio en forma exclusiva hasta la cantidad diaria máxima establecida en 3,950 mil m³/día. El precio está fijado en US\$ por MMBTU (dólares por millón de BTU) y determinado sobre un precio base multiplicado por ciertos factores, y reajustado de acuerdo a los precios internacionales. La vigencia de este contrato es de quince (15) años hasta el 2021, el cual puede ser ampliado por 5 años adicionales.
- (ii) Contrato de servicio de transporte de gas natural con Transportadora de Gas del Perú S.A., concesionaria encargada del transporte del gas de Camisea. La contraprestación de este servicio se basa en tarifas reguladas por OSINERGMIN. El contrato permite a EnerSur contar con 2'992,782 m³std/día de Capacidad Reservada Diaria, que se incrementará a 3'942,315 m³std/día a partir de la llegada de la ampliación del gasoducto TGP (fecha de ingreso aproximadamente el primer trimestre 2016). La vigencia de este contrato es hasta abril de 2033.
- (iii) Contrato de distribución de gas natural con la empresa Gas Natural de Lima y Callao (Cálidda), concesionaria encargada de la distribución en Lima del gas de Camisea. En el 2006, se autorizó a EnerSur la instalación y operación de un ducto de uso propio, el cual fue posteriormente, en julio de 2010, transferido a Cálidda, con la que se suscribió un contrato de distribución de gas natural. La contraprestación de este servicio se basa en tarifas reguladas por OSINERGMIN, aplicadas sobre los volúmenes de gas transportados de acuerdo a la modalidad del servicio. Se cuenta con Capacidad Reservada Diaria en modalidad firme de hasta 3'437,075 m³/día y una cantidad reservada de modalidad interrumpible de 668,867 m³/día, ambos volúmenes vigentes hasta el 31 de diciembre de 2033.

En este sentido, mediante sus contratos de suministro de molécula de gas, transporte y distribución, el Emisor ha cubierto el 100% de los requerimientos de la Central Térmica ChilcaUno, incluyendo lo necesario para el Proyecto de Ampliación de la C.T. ChilcaUno.

La central 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. Además, para conectarse al SEIN y 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 (S.E. Chilca) operada por la empresa Red de Energía del Perú (REP).

Finalmente, la central cuenta con una sala que centraliza el monitoreo y el control de las tres unidades de generación, así como de la estación de regulación y medición de gas natural y la Subestación Eléctrica.

Central Termoeléctrica de Reserva Fría de Generación – Planta Ilo (ILO31)

En noviembre de 2010, ProInversión adjudicó la concesión del Proyecto “Reserva Fría de Generación – Planta Ilo” a EnerSur. La Central Térmica de Reserva Fría, también denominada “ILO31”, inició su implementación en mayo de 2011, ingresando en operación comercial el 21 de junio de 2013. Su construcción demandó una inversión de US\$ 220 millones. Para su construcción EnerSur firmó un contrato para la ejecución del proyecto en modalidad EPC con las empresas General Electric y Santos CMI.

La Central ILO31 está compuesta por tres (3) turbinas duales Modelo GE 7FA.03 las cuales operan en ciclo abierto con una capacidad nominal de generación de hasta 564 MW (3 de 188 MW) operando con diésel 2 B5 y con gas natural pueden generar hasta 528 MW (3 de 176 MW). Estas turbinas están equipadas con un sistema de combustible dual, es decir, quemadores de gas natural y quemadores de diésel.

Dichas turbinas funcionan actualmente sólo con combustible diésel como unidades de generación de reserva que despacharán cuando son requeridas por el COES. Con el avance del proyecto de Gasoducto del Sur, las turbinas podrían funcionar con el gas natural que sería suministrado a través de este gasoducto. La energía se transmite a través de la L.T. 220 KV C.T. ILO2 – S.E. Moquegua (L-2027 / L-2028) y la interconexión al SEIN se realiza por la S.E. Moquegua. La instalación cuenta con una capacidad de almacenamiento de hasta 215 mil barriles, que aseguran una operación de 10 días a máxima carga para el suministro de 460 MW exigidos en el Contrato de Concesión. El abastecimiento de combustible se realiza a partir de buques tanque que amarran utilizando las actuales instalaciones del muelle y amarradero de boyas de la C.T. ILO21.

Actualmente, la Central ILO31 opera en cumplimiento del Contrato de Concesión firmado con el Estado Peruano, el cual establece un suministro de 460 MW. Sumado a ello, ILO31 provee de 40 MW de potencia adicional al sistema eléctrico peruano, con lo que el total de capacidad remunerada de la central es de 500 MW.

Subestación de Moquegua

La Subestación de Moquegua, se encuentra ubicada en la provincia Mariscal Nieto, 6 Km al sur de la ciudad de Moquegua. Cuenta con una sala de control, dos autotransformadores de 300 MVA 138/220 KV y una doble barra en 220 y 138 KV. En la barra de 220 KV se conectan las líneas Socabaya – Moquegua, ILO2 – Moquegua, Moquegua – Puno, Moquegua – Tacna y Montalvo – Moquegua. En la barra de 138 KV se conectan las líneas ILO1 – Moquegua, Moquegua – Botiflaca, Moquegua – Toquepala, Moquegua – Toquepala (REP) y el suministro de la ciudad de Moquegua, vía celda de transformación 138/10 KV. La Subestación es un importante centro de recepción, transformación, transmisión y distribución de electricidad en el sur del país, sirviendo de punto de conexión de las centrales ILO1, ILO21 e ILO31 al SEIN.

Líneas de Transmisión

EnerSur, a pesar de ser una empresa del rubro de generación eléctrica, opera distintas Líneas de Transmisión que conectan sus centrales a los sistemas primarios y secundarios de transmisión que operan en el SEIN.

EnerSur cuenta con un total de 279.63 km de Líneas de Transmisión en 138 y 220 KV, repartidos según se indica a continuación:

- i) Línea ILO2 – Moquegua (doble terna) con una longitud de 72 Km y una capacidad de 400 MVA por cada terna, en 220 KV.
- ii) Línea Moquegua – Botiflaca1 con una longitud de 31 Km y una capacidad de 196 MVA en 138 KV.
- iii) Línea Moquegua – Mill Site con una longitud de 39 Km y una capacidad de 100 MVA en 138 KV.
- iv) Línea ILO1 – Moquegua con una longitud de 2.27 Km y una capacidad de 130 MVA en 138 KV.
- v) Línea Moquegua – Botiflaca2 con una longitud de 5.99 Km y una capacidad de 160 MVA en 138 KV.
- vi) Línea Santa Isabel – Carhuamayo Nueva (L-226) con una terna simple con una longitud de 50 Km y una capacidad de 260 MVA en 220 KV.
- vii) Línea Chilca – REP (doble terna) con una longitud de 0.75 Km y una capacidad de 600 MVA por cada terna en 220 KV.
- viii) Línea Quitaracsa I – Kiman Ayllu (L-2277) con una longitud de 5.35 Km y una capacidad de 150 MVA en 220 KV.

Los principales activos de generación de EnerSur se describen en el cuadro siguiente:

Unidad	Potencia Nominal (MW)	Combustible
C.T. ILO1		
TV3	66.00	Vapor / R500
TV4	66.00	Vapor / R500
TG1	39.29	Diésel 2
TG2	42.20	Diésel 2
Catkato	3.30	Diésel 2
C.T. ILO21		
TV21	135.00	Carbón / Diésel 2
C.T. ILO31		
TG1, TG2, TG3	500.00	Diésel 2
C.H. Yuncán		
G1, G2, G3	134.16	N.A.
C.T. ChilcaUno		
TG11	180.00	Gas Natural
TG12	180.00	Gas Natural
TG21	199.80	Gas Natural
TV	292.00	Vapor
Total	1,837.75	

Fuente: EnerSur

8.5. Principales Proyectos en Construcción de EnerSur

Proyecto Central Hidroeléctrica Quitaracsa

EnerSur viene construyendo una Central Hidroeléctrica de 112 MW de potencia nominal en la provincia de Huaylas, departamento de Ancash. La central constará de dos turbinas Pelton, un reservorio de 270 mil m³ en el río Quitaracsa, con un túnel de conducción de aproximadamente 6 Km y una caída bruta de 874 m.

El proyecto incluye un contrato de obras civiles a precios unitarios, firmado en noviembre de 2010 con la empresa Constructora JME S.A.C; un contrato 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; un contrato de ingeniería de detalle de obras civiles con la empresa Pöyry; y un contrato de administración de interfaces y supervisión en sitio con la empresa Tractebel Engineering (LEME & Coyne et Bellier). Para la instalación de las Líneas de Transmisión de 220 KV y 13.8 KV se han firmado contratos EPC con las empresas Abengoa y VCN, respectivamente; mientras que para la carretera de acceso se firmó un contrato con la empresa ICCGSA. Por último para el suministro y montaje del blindaje metálico del túnel

de presión se tiene un contrato con la empresa Bilfinger Vam. El financiamiento de la Central Hidroeléctrica incluye un leasing de maquinaria y equipo por US\$ 72 millones firmado con Scotiabank en el 2013.

Con fecha 7 de octubre de 2015, el COES otorgó la aprobación de la operación comercial del Grupo N° 01 de la C.H. Quitaracsa, con una potencia efectiva de 57.5 MW a partir del 9 de octubre de 2015. Asimismo, con fecha 28 de octubre de 2015, el COES otorgó la aprobación de la operación comercial del Grupo N° 2, a partir del 29 octubre de 2015. Con la entrada en operación comercial del Grupo N°2 se completó la entrada en operación de la totalidad de la C.H. Quitaracsa, con una potencia efectiva de 118 MW (potencia nominal de 112 MW). La inversión aproximada de este proyecto es de US\$ 500 millones.

Proyecto Nudo Energético N° 2 Región Moquegua (Planta Ilo)

El proyecto consiste en la instalación de una nueva Central Termoeléctrica en un terreno adyacente de la C.T. ILO21, con tres turbinas duales (diésel/gas) en ciclo abierto el cual tendrá una potencia nominal de 200 MW cada una con combustible diésel B5 y 235 MW cada una como potencia nominal referencial para su futura operación con gas natural. Las turbinas operarán inicialmente con diésel. Cuando el gas natural llegue a Ilo a través del Gasoducto del Sur, serán operadas con gas, manteniendo la capacidad de operar con diésel.

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

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

Durante el 2014, se logró la aprobación de los siguientes permisos: EIA, Estudio de Pre-Operatividad y Licencia de Construcción de la Central Termoeléctrica. En lo que va del 2015, se ha logrado obtener la aprobación del permiso para la construcción de los tanques de combustible, la Autorización de Generación, la Concesión Definitiva de Transmisión y las autorizaciones para la implementación de la Línea de Transmisión. Asimismo, se obtuvo la servidumbre de una parte del trazo de la Línea de Transmisión.

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

Proyecto de Ampliación de la C.T. ChilcaUno

El proyecto denominado "ChilcaPlus" consiste en la ampliación de la C.T. ChilcaUno, mediante la construcción de una quinta y sexta unidad de generación, que conforman una turbina a gas y una turbina a vapor, respectivamente y en conjunto generan un ciclo combinado adicional que operará con gas natural y tendrá una potencia instalada de 112.8 MW.

El proyecto tendrá capacidad para operar tanto en ciclo simple (75.4 MW) como en ciclo combinado (112.8 MW). El proyecto contempla la instalación de una nueva Línea de Transmisión en doble terna de 220 KV hasta la Subestación Eléctrica existente en la Central ChilcaUno. Para el suministro de gas natural se prevé la instalación de un nuevo sistema de tuberías de gas desde la estación de gas existente en la Central ChilcaUno. Por su parte, para el suministro de agua se instalará un nuevo sistema de tuberías de agua desalinizada y/o agua desmineralizada desde los tanques de agua ya existentes.

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

8.6. Ventas de Energía y Potencia

A continuación se muestra el detalle de ventas de energía y potencia:

Ventas de energía y potencia por Tipo de Cliente (Millones US\$)	2014	2013	Ene-Jun 2015	Ene-Jun 2014
Cientes Libres	223.0	231.7	135.6	112.6
Cientes Regulados	285.0	260.1	147.0	145.2
COES	4.7	13.2	0.0	4.7
Total	512.7	505.0	282.6	262.5

Fuente: EnerSur

8.7. Relación entre EnerSur y el Estado Peruano

Obligaciones en el marco de la normativa del sector eléctrico

Como empresa del sector eléctrico, EnerSur se encuentra en el marco de las actividades reguladas por el MEM como ente rector de la política energética y bajo la supervisión de OSINERGMIN, aunque éstas no son las únicas entidades estatales que regulan el correcto cumplimiento de las leyes vinculadas a las actividades de EnerSur.

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

EnerSur está obligada a contribuir con el sostenimiento de las entidades del sector, mediante un aporte que –conforme con las Leyes Aplicables– no podrá exceder el 1% de sus ventas anuales. De igual forma, EnerSur proporciona periódicamente a la DGE y a OSINERGMIN información estadística sobre producción y precios, así como información económica y financiera.

Por otro lado, mediante Resolución de Intendencia N° 12-4-043363, del 1 de julio de 1998, la SUNAT autorizó a EnerSur a llevar su contabilidad en moneda extranjera a partir del ejercicio de 1998.

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

Autorizaciones, concesiones, permisos y licencias

Para el desarrollo de sus actividades económicas EnerSur cuenta, con diversos permisos, autorizaciones, concesiones y licencias. Las principales autorizaciones, concesiones, permisos y licencias de las que es titular EnerSur son las siguientes:

Autorización/Concesión de Generación	Fecha de Publicación	Unidad de Generación
Resolución Ministerial 115-97-EM/DGE, esta resolución ha sido modificada por:	04/04/1997	C.T. ILO1
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 N° 235-2015-MEM/DM ⁽²⁾	21/05/2015	
Resolución Ministerial 265-98-EM/VME, esta resolución ha sido modificada por:	10/06/1998	C.T. ILO21
Resolución Ministerial 395-2000-EM/VME	17/10/2000	
Resolución Ministerial 265-98-EM/VME, esta resolución ha sido modificada por:	10/06/1998	C.T. ChilcaUno (Primera, Segunda, Tercera, Cuarta, Quinta y Sexta Unidad)
Resolución Ministerial 396-2000-EM/VME	17/10/2000	
Resolución Ministerial 318-2001-EM/VME	30/07/2001	
Resolución Ministerial 340-2005-MEM/DM	02/09/2005	
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 Ministerial 179-2010-MEM/DM	29/04/2010	
Resolución Ministerial N° 011-2015-MEM/DM (Quinta y Sexta Unidad)	24/01/2015	
Resolución Suprema 059-2005-EM ⁽³⁾	12/10/2005	C.H. Yuncán
Resolución Suprema N° 023-2002-EM ⁽⁴⁾ , esta resolución ha sido modificada por:	13/06/2002	C.H. Quitaracsa
Resolución Suprema N° 017-2004-EM ⁽⁵⁾	15/03/2004	
Resolución Suprema N° 005-2010-EM ⁽⁶⁾	03/02/2010	
Resolución Suprema N° 006-2014-EM ⁽⁷⁾	26/01/2014	
Resolución Suprema N° 039-2015-EM ⁽⁸⁾	31/07/2015	Reserva Fría de Generación ILO31
Resolución Ministerial N° 546-2011-MEM/DM	09/01/2012	
Resolución Ministerial N° 229-2015-MEM/DM	20/05/2014	C.T. Nodo Energético Planta N° 2 Región Moquegua

Fuente: EnerSur

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

(2) Mediante Resolución Ministerial 235-2015-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 238,89 MW a 216,89 MW.

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

- (4) Se aprueba la Concesión definitiva para desarrollar la actividad de Generación de Energía Eléctrica en la C.H. Quitaraca I a favor de S&Z Consultores Asociados S.A.
- (5) Mediante esta resolución de fecha el 12 de marzo de 2004, se aprobó la cesión de posición contractual suscrita entre S&Z Consultores Asociados S.A. y Empresa de Generación Eléctrica Quitaraca S.A., por la cual la primera de las empresas cedió a favor de la segunda, su posición en el Contrato de Concesión para el desarrollo de actividades de generación eléctrica con la C.H. Quitaraca.
- (6) Mediante esta Resolución Suprema de fecha 2 de febrero de 2010, Empresa de Generación Eléctrica Quitaraca S.A. y EnerSur S.A. suscribieron un contrato de cesión de posición contractual, por el cual la primera empresa cede a favor de la segunda empresa, su posición en el contrato de concesión referido en la Resolución Suprema anterior.
- (7) Mediante esta Resolución Suprema de fecha 25 de enero de 2014, se aprobó la modificación del Contrato de Concesión en el extremo de modificar el Calendario Garantizado de Ejecución de Obras.
- (8) Mediante esta Resolución Suprema de fecha 31 de julio de 2015, se aprobó la modificación del Contrato de Concesión en el extremo de modificar el Calendario Garantizado de Ejecución de Obras.

i) **Concesiones / Autorizaciones de generación de electricidad y servidumbre**

a) **Central Termoeléctrica ILO1**

Por Resolución Ministerial N° 115-97-EM/DGE se aprobó la transferencia de la autorización de generación de esta Central, de Southern Peru Copper Corporation a favor de EnerSur. Asimismo, por Resolución Ministerial N° 394-97-EM/VME y Resolución Ministerial N° 538-97 se otorgó autorización para la ampliación de 38.36 MW y 40 MW en la capacidad instalada de la CT ILO1, respectivamente.

Mediante Resolución Ministerial 235-2015-MEM/DM se aprobó la modificación de la autorización de generación de la C.T. ILO1, concerniente a la reducción de la capacidad instalada de 260.89 MW a 238.89 MW. Igualmente, por Resolución Ministerial N° 235-2015-MEM/DM se volvió a reducir la capacidad instalada de 238.89 MW a 216.89 MW (la potencia nominal actual de la Central es de 216.8 MW).

b) **Central Termoeléctrica ILO21**

Mediante Resolución Ministerial N° 395-2000-EM se otorgó autorización de generación para desarrollar actividad de generación en la Central Termoeléctrica ILO21 a favor de EnerSur, la cual tienen una capacidad instalada de 135.2 MW (la potencia nominal actual de la Central es de 135 MW, convirtiéndose en la única central de generación eléctrica a carbón que existe en el Perú).

c) **Central Hidroeléctrica Yuncán**

Mediante Resolución Suprema N° 094-98-EM del 17 de setiembre de 1998, se otorgó a favor de Empresa de Generación de Energía Eléctrica del Centro S.A. (Egecen S.A.) (hoy Activos Mineros), la titularidad de la concesión definitiva para desarrollar las actividades de generación de energía eléctrica en la Central Yuncán, con una capacidad instalada de 130 MW (la potencia nominal de la Central es de 134.2 MW). El Contrato de Concesión respectivo (Contrato de Concesión N° 131-98) fue elevado a escritura pública con fecha 16 de noviembre de 1998 y se encuentra inscrito en la Partida N° 11452729 del Registro de la Propiedad Inmueble de Lima, siendo modificado posteriormente.

Mediante Resolución Suprema N° 028-2002-EM, de fecha 16 de agosto de 2002, Resolución Suprema N° 058-2004-EM de fecha 15 de diciembre de 2004 y Resolución Suprema N° 051-2005-EM de fecha 19 de agosto de 2005, se aprobaron las modificaciones del citado Contrato de Concesión con el fin de extender el plazo para la culminación de la construcción de la Central Yuncán. Dichas modificaciones se encuentran debidamente inscritas en Registros Públicos.

Con fecha 9 de agosto de 2005 Activos Mineros y EnerSur suscribieron el contrato de cesión de posición contractual, en virtud del cual Activos Mineros cede a favor de EnerSur, su posición contractual en el Contrato de Concesión N° 131-98. Dicha cesión de posición contractual fue aprobada por el Estado Peruano e inscrita en el Registro Público correspondiente.

Asimismo, Activos Mineros cuenta con las servidumbres de embalses, obras hidroeléctricas y de tránsito para custodia, conservación y reparación de las obras e instalaciones de la Central Yuncán otorgadas mediante Resolución Ministerial N° 201-2004-MEM/DM, las mismas que fueron debidamente cedidas a favor de EnerSur.

d) **Reserva Fría de Generación Planta Ilo (ILO31)**

Con fecha 20 de enero de 2011, EnerSur (Concesionario) y el Estado de la República del Perú, representado por el MEM (Concedente) suscribieron el Contrato de Concesión "Reserva Fría de Generación – Planta Ilo", de conformidad con el cual, EnerSur abastecerá el Servicio Público de Electricidad suministrando, en condición de reserva fría, la Potencia Contratada y la Energía Asociada, durante el plazo de 20 años, contados desde la fecha de puesta en operación comercial de la Central Termoeléctrica dual en Ilo, cuya potencia efectiva dual estará en el rango de 400 MW +/- 15%. Posteriormente, el 12 de abril de 2012 se suscribió la modificación al Contrato de Concesión "Reserva Fría de Generación

– Planta Ilo”, a fin de sustituir la obligación de presentar el EIA prevista en el Numeral 1 del Anexo 3 de referido Contrato de Concesión, por la obligación de presentar un Plan de Manejo Ambiental (PMA). La suscripción de esta modificación fue aprobada mediante Resolución Ministerial N° 178-2011-MEM/DM del 5 de mayo de 2011.

Mediante Resolución Ministerial N° 546-2011-MEM/DM del 28 de diciembre de 2011 se otorgó autorización a favor de EnerSur S.A. para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica en las instalaciones de la Central Termoeléctrica Reserva Fría de Generación – ILO31, con una potencia instalada de 568.65 MW.

La suscripción de esta modificación fue aprobada mediante Resolución Ministerial N° 178-2011-MEM/DM del 5 de mayo de 2011. Con fecha 2 de abril de 2013, fue suscrita la Segunda Modificación del Contrato de Concesión “Reserva Fría de Generación – Planta Ilo” a efectos de precisar que el desabastecimiento de combustible que ocurra una vez vencido el periodo de operación continua (10 días) constituye una situación de fuerza mayor. La suscripción de esta modificación fue aprobada mediante Resolución Ministerial N° 119-2013-MEM/DM.

e) **Proyecto Quitaracsa**

Mediante Resolución Suprema N° 023-2002-EM, publicada en el Diario Oficial “El Peruano” con fecha 13 de junio de 2002, se otorgó la Concesión Definitiva para el desarrollo de actividades de generación de electricidad en la Central Hidroeléctrica Quitaracsa teniendo en ese momento como titular a S&Z Consultores Asociados S.A. Asimismo, la referida concesión dio lugar a la suscripción del Contrato de Concesión N° 198-2002, el cual fue elevado a escritura pública con fecha 13 de noviembre de 2002 y se encuentra inscrito en la Partida N° 11630205 del Registro de la Propiedad Inmueble de Lima. La Central Hidroeléctrica Quitaracsa se encuentra ubicada en la provincia de Huaylas, departamento de Ancash, y cuenta con una potencia nominal de 112 MW. El diseño de dicha central consta de dos turbinas Pelton, una presa y un túnel de conducción.

Posteriormente, S&Z Consultores Asociados S.A. y la Empresa de Generación Eléctrica Quitaracsa S.A. suscribieron un contrato de cesión de posición contractual, por el cual se cede a favor de esta última la posición en el Contrato de Concesión, dicha transferencia fue aprobada mediante la Resolución Suprema N° 017-2004-EM, publicada en el Diario Oficial “El Peruano” el 15 de marzo de 2004.

Asimismo, posteriormente y mediante (i) Resolución Suprema N° 017-2004-EM, publicada en el Diario Oficial “El Peruano” el 15 de marzo de 2004; (ii) Resolución Suprema N° 002-2005-EM, publicada en el Diario Oficial “El Peruano” el 9 de enero de 2005; (iii) Resolución Suprema N° 075-2005-EM, publicada en el Diario Oficial “El Peruano” el 3 de diciembre de 2005; (iv) Resolución Suprema N° 042-2007-EM, publicada en el Diario Oficial “El Peruano” el 24 de octubre de 2007, y; (v) Resolución Suprema N° 029-2009-EM, publicada en el Diario Oficial “El Peruano” el 22 de mayo de 2009; se modificó el Contrato de Concesión N° 198-2002 conforme a lo señalado en tales Resoluciones Supremas.

Mediante la Resolución Suprema N° 029-2009-EM antes referida, se aprobó la modificación del Cronograma de Obras de la Central Hidroeléctrica Quitaracsa, de acuerdo con el nuevo Calendario Garantizado de Ejecución de Obras (en adelante, el “Calendario de Ejecución de Obras”), siendo la fecha de inicio de obras de dicha central febrero de 2011 y la puesta en servicio de la misma octubre de 2014.

Posteriormente, se transfirió la Concesión Definitiva de Quitaracsa S.A Empresa de Generación Eléctrica a favor de EnerSur, ello como consecuencia de la fusión entre ambas empresas mediante la cual EnerSur absorbió a Quitaracsa S.A. Empresa de Generación Eléctrica, y del convenio de cesión de posición contractual respectivo, dicha transferencia fue aprobada por el MEM, por medio de la Resolución Suprema N° 005-2010-EM, publicada en el Diario Oficial “El Peruano” el 3 de febrero de 2010.

Por otra parte, mediante Resolución Suprema N° 088-2011-EM, publicada en el Diario Oficial “El Peruano” el 6 de noviembre de 2011, se modificó el Contrato de Concesión N° 198-2002 a efectos de ampliar el área de concesión, incluir planos adicionales y variar el presupuesto de obras.

Mediante Resolución Suprema N° 006-2014-EM, publicada el 26 de enero de 2014, el MEM aprobó la sexta modificación al Contrato de Concesión N° 198-2002 correspondiente al Proyecto, que extendió el plazo de ejecución de obras hasta abril de 2015, fecha en la cual el Proyecto debía dar inicio a su operación comercial. Luego de ello, mediante Resolución Suprema N° 039-2015-EM, publicada el 31 de julio de 2015, el MEM aprobó la séptima modificación al Contrato de Concesión N° 198-2002 correspondiente al Proyecto, con la finalidad de ampliar el área de concesión para la instalación del campamento, modificar algunos componentes de la Central y postergar la fecha de puesta en operación comercial de abril a agosto de 2015.

Finalmente, por eventos de fuerza mayor, mediante comunicación QUIT-1-C-ENS-MEM-102 de fecha 19 de agosto de 2015, EnerSur solicitó la extensión de la puesta en operación comercial para el 31 de diciembre de 2015, encontrándose dicha solicitud en evaluación por el MEM. Sin embargo, con fecha 7 de octubre de 2015, el COES otorgó la aprobación de

la operación comercial del Grupo N° 01 de la C.H. Quitaracsca con una potencia efectiva de 57.5 MW a partir del 9 de octubre de 2015 y con fecha 28 de octubre de 2015, el COES otorgó la aprobación de la operación comercial del Grupo N° 2, a partir del 29 de octubre de 2015. En ese sentido, con la entrada en operación comercial del Grupo N° 2 se completó la entrada en operación de la totalidad de la C.H. Quitaracsca, con una potencia efectiva de 118 MW (potencia nominal de 112 MW).

f) Proyecto Nodo Energético Planta Ilo

El 29 de noviembre de 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. Dicho proyecto fue declarado de interés nacional mediante Ley N° 29970.

La central, se ubicará en la provincia de Ilo (Moquegua) y tendrá una capacidad de 600 MW; Además, está en construcción una Línea de Transmisión en 500 KV de aproximadamente 75 Km, entre la C.T. ILO21 y la futura Subestación Montalvo. Actualmente, el Proyecto cuenta con autorización de generación aprobada mediante Resolución Ministerial N° 229-2015-MEM/DM con una potencia instalada de 719.10 MW y con concesión definitiva de transmisión otorgada por Resolución Suprema N° 010-2015-EM para desarrollar la actividad de transmisión de energía eléctrica en la L.T. en 500 KV, desde la S.E. ILO 4 a la S.E. Montalvo.

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

g) Proyecto de Ampliación de la C.T. ChilcaUno

El proyecto denominado ChilcaPlus consiste en la ampliación de la C.T. Chilca Uno, mediante la construcción de una quinta y sexta unidad de generación, que conforman una turbina a gas y una turbina a vapor, y en su conjunto una unidad de generación de ciclo combinado adicional que operará con gas natural y tendrá una potencia instalada de 112.8 MW. En efecto, se tendrá capacidad para operar tanto en ciclo simple (75.4 MW) como en ciclo combinado (112.8 MW). El proyecto contempla la instalación de una nueva Línea de Transmisión en doble terna de 220 KV hasta la Subestación Eléctrica existente en C.T. ChilcaUno. Para el suministro de gas natural se prevé la instalación de un nuevo sistema de tuberías de gas desde la estación de gas existente en la C.T. ChilcaUno. Por su parte, para el suministro de agua se instalará un nuevo sistema de tuberías de agua desalinizada y/o agua desmineralizada desde los tanques de agua ya existentes. El proyecto tiene la finalidad de ampliar la capacidad instalada de la C.T. ChilcaUno.

ii) Concesiones de transmisión y servidumbre

Concesión de Transmisión	Fecha de Resolución	Unidad de Generación
Resolución Suprema N° 132-98-EM	30/12/1998	1) C.T. ILO21 - S.E. Moquegua (Montalvo) 2) S.E. Moquegua (Montalvo) - S.E. Botiflaca 3) S.E. Moquegua (Montalvo) - S.E. Toquepala
Resolución Suprema N° 019-2003-EM	27/03/2003	C.T. ILO - S.E. Botiflaca - S.E. Moquegua
Resolución Suprema N° 028-2006-EM ⁽⁹⁾	27/05/2006	C.H. Yuncán (S.E. Santa Isabel) - S.E. Carhuamayo Nueva
Resolución Suprema N° 068-2006-EM. Esta resolución ha sido modificada por:	12/11/2006	S.E. ChilcaUno - S.E. Chilca 220 KV
Resolución Suprema N° 021-2007-EM	26/05/2007	
Resolución Suprema N° 086-2011-EM	06/11/2011	
Resolución Suprema N° 011-2013-EM. Esta resolución ha sido modificada por	02/03/2013	S.E. Quitaracsca – S.E. Kiman Ayllu
Resolución Suprema N° 091-2014-EM	24/12/2014	
Resolución Suprema N° 047-2015-EM	09/09/2015	
Resolución Suprema 010-2015-EM	16/04/2015	S.E. ILO4 – S.E. Montalvo

Fuente: EnerSur

(9) Con fecha 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.

a) Central Termoeléctrica ILO21

Mediante Resolución Suprema N° 132-98-EM del 30 de diciembre de 1998 se otorgó a EnerSur la Concesión Definitiva por plazo indefinido para desarrollar actividades de transmisión de energía eléctrica sobre las siguientes Líneas de Transmisión: (i) Central ILO 2 – S.E. Moquegua (Montalvo), (ii) S.E. Moquegua (Montalvo) – S.E. Botiflaca, y (iii) S.E. Moquegua (Montalvo) – S.E. Toquepala. El Contrato de Concesión respectivo fue elevado a escritura pública con fecha 22

de enero de 1999 y la concesión otorgada a EnerSur se encuentra inscrita en la Ficha N° 9666 del Registro de la Propiedad Inmueble de Moquegua.

Asimismo, EnerSur cuenta con las servidumbres de electroducto y de tránsito otorgadas por: (i) Resolución Ministerial N° 220-99-EM/VME, correspondiente a las instalaciones de la Subestación de transformación Moquegua; (ii) Resolución Ministerial N° 733-99-EM/VME, correspondiente a sus sistemas de transmisión de electricidad en 220 KV C.T. ILO2 – S.E. Moquegua (Montalvo) y en 138 KV S.E. Moquegua (Montalvo) – S.E. Botiflaca; y (iii) la Resolución Ministerial N° 621-2003-MEM/DM para el sistema de transmisión en 138 KV T170 C.T. ILO1 – S.E. Botiflaca – S.E. Moquegua.

b) Central Hidroeléctrica Yuncán

Mediante Resolución Suprema N° 056-2002-EM de fecha 21 de diciembre de 2002 se otorgó a favor de Empresa de Generación de Energía Eléctrica del Centro S.A. (Egecen S.A.) (hoy Activos Mineros), la titularidad de la Concesión Definitiva para desarrollar las actividades de transmisión de energía eléctrica en la Línea de Transmisión en 220 KV C.H. Yuncán (S.E. Santa Isabel) – S.E. Nueva Carhuamayo, ubicadas en los distritos de Paucartambo y Junín, provincias y departamentos de Pasco y Junín, respectivamente. El contrato de concesión fue elevado a escritura pública con fecha 31 de enero de 2003 y se encuentra inscrita en la Partida N° 11486648 del Registro de Propiedad Inmueble de Lima.

Con fecha 27 de marzo de 2006, Egecen y EnerSur, en el contexto del contrato de usufructo sobre la C.H. Yuncán, suscribieron el contrato de cesión de posición contractual, en virtud del cual Egecen cedió a favor de EnerSur su posición contractual en el Contrato de Concesión N° 203-2002. Dicha cesión de posición contractual fue aprobada por el Estado Peruano mediante Resolución Suprema N° 028-2006-EM publicada en el Diario Oficial “El Peruano” con fecha 27 de mayo de 2006, la cual se encuentra inscrita en la mencionada partida.

c) Central Termoeléctrica ChilcaUno

Mediante Resolución Suprema N° 068-2006-EM de fecha 11 de noviembre de 2006, publicada en el Diario Oficial “El Peruano” con fecha 12 de noviembre de 2006, se otorga a EnerSur la Concesión Definitiva por plazo indefinido para desarrollar actividades de transmisión de energía eléctrica en las Líneas de Transmisión de 220 KV S.E. ChilcaUno a Estructuras T-2, T-3 y T-4. Con fecha 16 de noviembre de 2006, EnerSur suscribió con el Estado Peruano el Contrato de Concesión N° 288-2006. Posteriormente, con fecha 26 de mayo de 2007 se publicó la Resolución Suprema N° 021-2007-EM, mediante la cual se aprobó la modificación del referido contrato a fin de realizar la conexión de la Central Termoeléctrica ChilcaUno a la S.E. Chilca REP mediante una Línea de Transmisión de 220 KV en doble terna (L-2101 y L - 2102), la misma que entró en operación en junio de 2007 en reemplazo de la líneas mencionadas en la Resolución Suprema N° 068-2006-EM.

Posteriormente, mediante Resolución Ministerial N° 534-2007-MEM/DM, publicada el 2 de diciembre de 2007, se impuso con carácter permanente a favor de la Concesión Definitiva de Transmisión antes indicada, la servidumbre de electroducto para la L.T. de 220 KV S.E. ChilcaUno – S.E. Chilca REP.

Posteriormente, con fecha 22 de diciembre de 2011 se suscribió la escritura pública de Modificación al Contrato de Concesión de Transmisión de Energía Eléctrica N° 288-2006 relativa a la variación del trazo de ruta de la Línea de Transmisión de 220 KV en doble terna (L-2101 y L 2102) autorizando la desconexión de la S.E. Chilca REP y la conexión a la S.E. Chilca 220 KV (de propiedad del Consorcio Transmantaro S.A.), pasando a denominarse el nuevo recorrido de ésta Línea de Transmisión de 220 KV (L-2101 y L-2102) S.E. ChilcaUno – S.E. Chilca 220 KV

d) Proyecto Central Hidroeléctrica Quitaracsa

En el caso del Proyecto Central Hidroeléctrica Quitaracsa, EnerSur solicitó el otorgamiento de la concesión de transmisión de energía eléctrica para la Línea de Transmisión de 220 KV (S.E. Quitaracsa - S.E. Kiman Ayllu). Mediante Resolución Suprema N° 011-2013-EM de fecha 2 de marzo de 2013, modificada por la Resolución Suprema N° 091-2014-EM de fecha 24 de diciembre de 2014 y por la Resolución Suprema N° 047-2015-EM de fecha 9 de setiembre de 2015, se otorgó la concesión de transmisión a EnerSur.

e) Proyecto Nodo Energético Planta Ilo

EnerSur fue declarada adjudicataria del concurso “Nodo Energético en el Sur del Perú Planta N° 2 Región Moquegua” promovido por ProInversión. En el marco de este contrato, suscrito el 20 de enero del 2014, entre EnerSur y el Estado Peruano (representado por el MEM) se señala que el Emisor debe instalar una central de generación de 600 MW e implementar una Línea de Transmisión de 500 KV para la conexión al SEIN. Con fecha 16 de abril de 2015, se otorgó a EnerSur la Concesión Definitiva para desarrollar la actividad de transmisión para la Línea de Transmisión en 500 KV S.E. ILO4 – S.E. Montalvo, de una terna, con una longitud de 75 Km.

iii) Licencia de concesión en uso de áreas de mar:

a) Central Termoeléctrica ILO21

EnerSur cuenta con una licencia de concesión en uso de área de mar que comprende un área de 21,378.25 m². En esta área se ha construido un muelle (el cual comprende: i) puente, ii) plataforma, iii) *dolphin*, y iv) área ribereña) que es utilizado para la descarga de carbón mineral para la C.T. ILO21. Esta licencia de concesión fue otorgada mediante Resolución Suprema N° 315-DE-MGP, modificada por Resolución Suprema N° 666-DE-MGP, por un plazo de treinta (30) años renovable contado desde 1999.

En relación con el área acuática entregada en uso y sus operaciones portuarias, EnerSur es titular de los siguientes permisos:

Autorización	Fecha	Concepto
Resolución Directoral N° 476-2000-DCG	19/10/2000	Concesión de uso de área acuática para instalación de tetrápodos dispuestos como protección de costa en Playa Pampa de Palo.
Resolución Ministerial N° 294-2000-DCG	10/07/2000	Concesión de uso de área acuática para instalación de boyas de amarre de primera clase en Playa Pampa de Palo.

Fuente: EnerSur

Asimismo, mediante Oficio N° 095-2006/APN/PD/UPS de fecha 11 de setiembre de 2006, la Autoridad Portuaria Nacional (APN), en respuesta a la consulta de EnerSur, informa que la Instalación Portuaria de EnerSur no califica como Instalación Portuaria Especial, toda vez que en la lista de mercancías peligrosas en el capítulo 3.2 del Código Marítimo Internacional de Mercancías Peligrosas no se encuentra el carbón mineral bituminoso y sub bituminoso.

Adicionalmente, con fecha 10 de marzo de 2008, la APN expidió el Certificado de Seguridad de la Instalación Portuaria en el que se acredita que la instalación portuaria de EnerSur cumple con las condiciones de seguridad de acuerdo a las normas establecidas para su correcta operación.

Por otro lado, en virtud de la Resolución de Gerencia General N° 329-2009-AP/GG se aprobó la Evaluación de Protección de la Instalación Portuaria y por Resolución de Gerencia General N° 334-2009-AP/GG se otorgó a favor de EnerSur la Declaración N° 023-2009-DIP-APN/GG, correspondiente a la Declaración de Cumplimiento de la Instalación Portuaria. Posteriormente, la Resolución de Gerencia General N° 330-2009-AP/GG aprobó el Plan de Protección de la Instalación Portuaria de EnerSur.

Mediante Resolución de Acuerdo de Directorio N° 018-2012-APN/DIR publicada el 5 de mayo de 2012 se otorgó la habilitación portuaria para iniciar las obras de modificación de infraestructura portuaria referidas a la implementación de una nueva infraestructura portuaria, destinada a la instalación de un sistema de descarga de combustible (diésel 2 B5) en el marco del Proyecto Reserva Fría de Generación – Planta Ilo (ILO31), que incluye tubería de combustible, mangas y otras instalaciones, las cuales han sido implementadas dentro de la instalación portuaria que cuenta con las autorizaciones otorgadas a través de la referida Resolución Suprema N° 315-DE/MGP (modificada por Resolución Suprema N° 666-DE/MGP). Asimismo, por Resolución de Gerencia General N° 204-2013-APN/GG de fecha 10 de mayo de 2013, se dio conformidad a las obras de implementación del sistema de descarga de combustible y se autorizó a EnerSur a realizar operaciones con dicha infraestructura.

b) Central Termoeléctrica ILO1

Mediante Resolución Directoral N° 0554-2015-MGP/DGCG, se otorgó a EnerSur el derecho de uso de área acuática por un área total de 412,593 m² para la captación de agua de mar para la Central Termoeléctrica ILO1, la cual se encuentra ubicada en Punta Tablones, distrito de Pacocha, provincia de Ilo, departamento de Moquegua. Dicha resolución se encuentra vigente hasta el 31 de diciembre de 2017.

c) Central Termoeléctrica ChilcaUno

En el marco del proyecto de conversión a Ciclo Combinado de la Central Termoeléctrica ChilcaUno (Proyecto Ciclo Combinado), mediante Resolución Directoral N° 195-2011/DCG de fecha 16 de marzo de 2011, se otorgó a EnerSur el derecho de uso de área acuática de 491,361 metros cuadrados para la instalación de una tubería submarina de captación de agua de mar y un emisor submarino, para la disposición final de las aguas residuales provenientes del proceso de desalinización de la C.T. ChilcaUno.

iv) Derechos de uso de aguas:

a) Central Hidroeléctrica Yuncán

EnerSur cuenta con una licencia de uso de aguas superficiales con fines energéticos para la C.H. Yuncán. Esta licencia fue otorgada mediante Resolución Administrativa N° 086-2005-GRP-DRA-P/ATDRP de fecha 26 de agosto de 2005, modificada mediante Resolución Directoral N° 0058-2009-ANA-DARH y Resolución Directoral N° 0144-2010-ANA-DARH, hasta por un volumen de 30,000 lts/seg. Asimismo, cuenta con una licencia de uso de agua con fines poblacionales de hasta 1.17 lts/seg de las aguas provenientes de los manantiales Chircura, Saucipampa Uno y Saucipampa Dos, ubicados en el sector de Huallamayo, distrito de Paucartambo, provincia y departamento de Pasco, otorgada mediante Resolución Administrativa N° 084-2005-GRP-DRA-P/ATDRP.

b) Central Termoeléctrica ILO21

Mediante Resolución Directoral N° 434-2011-ANA/AAA I C-O del 13 de octubre de 2011 se otorgó a EnerSur la Licencia de Uso de Agua Desalinizada con fines industriales. Asimismo, mediante Resolución Directoral N° 100-2013-ANA/AAA del 21 de febrero de 2013 se otorgó a EnerSur la Licencia de Agua de Mar no Desalinizada con fines industriales.

c) Central Termoeléctrica ILO1

EnerSur viene solicitando la regularización de la obtención de la Licencia de Agua Desalinizada y no Desalinizada para la Central Termoeléctrica ILO1. Actualmente, dicha solicitud viene siendo evaluada por la Autoridad Nacional del Agua (ANA).

d) Central Termoeléctrica ChilcaUno

En el marco del Proyecto Ciclo Combinado, mediante Resolución Directoral N° 170-2011-ANA-DARH de fecha 27 de diciembre de 2011, se autorizó a EnerSur ejecutar obras de aprovechamiento hídrico para el Proyecto Ciclo Combinado. El Planteamiento Hidráulico respectivo consiste en la construcción de obras de extracción de agua de mar, la infraestructura de conducción desde el punto de extracción a la planta desalinizadora, la planta desalinizadora de dos unidades, la conducción desde ésta hasta la planta de generación de energía eléctrica y la conducción de retorno de salmuera desde la planta desalinizadora al mar.

La Licencia de Agua Desalinizada fue aprobada mediante R.D. N° 037-2013-ANA-AAA-Cañete Fortaleza (rectificada por R.D. N° 454-2013-ANA-AAA-Cañete Fortaleza). Mediante Carta GL-2015-020 presentada el 21 de mayo de 2015, EnerSur solicitó a la Autoridad Nacional del Agua la actualización de la Licencia de Agua Desalinizada, lo cual viene siendo evaluado por la autoridad.

Cabe señalar, que mediante Resolución Directoral N° 179-2010-MEM/DM se aprobó el Plan de Manejo Ambiental del Proyecto. Asimismo, EnerSur realizó un cambio en el alcance del Proyecto Ciclo Combinado, respecto al tramo de la ruta de la tubería de conducción, así como la instalación de una línea de suministro de energía y dos cables de fibra óptica para la comunicación de la planta desalinizadora con la C.T. ChilcaUno, lo cual cuenta con certificación ambiental aprobada mediante Informe N° 018-2013-MEM-AAE/ACMC/MM "Plan de Manejo Ambiental Variación del trazo de ruta de Ductos de Agua Desalinizada". El cambio en el tramo de la tubería de conducción implicó que ésta no cruzara el casco urbano sino que bordeara su periferia. En ese sentido, por Resolución Directoral N° 256-2013-ANA-AAA-Cañete-Fortaleza del 26 de julio de 2013 se autorizó a EnerSur la ejecución de la variación de la ruta y por Oficio N° 2165-2014/MEM-DGE (que adjuntó el Oficio N° 10347-2014-OS/GFE) OSINERGMIN dio conformidad a los trabajos ejecutados. Actualmente, mediante Carta GL-2015-020 presentada el 21 de mayo de 2015, EnerSur solicitó a la Autoridad Nacional del Agua la actualización de la Licencia de Agua Desalinizada aprobada mediante R.D. N° 037-2013-ANA-AAA-Cañete Fortaleza (rectificada por R.D. N° 454-2013-ANA-AAA-Cañete Fortaleza), lo cual viene siendo evaluado por la autoridad.

e) Proyecto Central Hidroeléctrica Quitaracsa

Por medio de la Resolución Administrativa N° 029-97-RH-DRA-DRH-AT, se aprobaron los estudios de aprovechamiento hidroeléctrico del Río Quitaracsa y se autorizó el uso del recurso hídrico con la finalidad de ejecutar las obras hidroenergéticas del proyecto de la Central Hidroeléctrica Quitaracsa a favor de la empresa S&Z Consultores S.A. La citada resolución fue modificada por los siguientes actos administrativos que fueron emitidos por la Administración Técnica de Riego del Distrito de Huaraz: (i) Resolución Administrativa N° 090-2002/AG.DR-Ancash/DRH/AT, de fecha 16 de agosto de 2002; (ii) Resolución Administrativa N° 186-2003/AG.DR-Ancash/DRH/AT, de fecha 23 de setiembre de 2003; y, (iii) Resolución Administrativa N° 228-2006/AG.DR-Ancash/DRH/AT, de fecha 8 de agosto de 2006, conforme a lo señalado en dichas Resoluciones Administrativas.

Mediante la Resolución Administrativa N° 186-2003/AG.DR-Ancash/DRH/AT antes referida, se aprobó el cambio de titularidad de la Autorización de Agua con fines energéticos a favor de Quitaracsa S.A. Empresa de Generación Eléctrica.

Posteriormente, por medio de la Resolución Directoral N° 130-2009-ANA-DARH, de fecha 23 de diciembre de 2009, se aprobó (i) el cambio de titularidad de la autorización de ejecución de obras con fines de generación eléctrica a favor de EnerSur, y (ii) la ampliación del plazo para la ejecución de obras de aprovechamientos hídrico, conforme al plazo establecido en el Calendario Garantizado de Ejecución de Obras, aprobado por medio de la Resolución Suprema N° 029-2009-EM, es decir con fecha de finalización 31 de octubre de 2014.

Adicionalmente, como consecuencia de la Optimización del Proyecto, se aprobó la modificación de dicha autorización por medio de la Resolución Directoral N° 0336-2010-ANA/DARH, de fecha 3 de diciembre de 2010, modificándose así el planeamiento hidráulico del proyecto, sin que ello signifique una variación en los plazos aprobados anteriormente. Asimismo, mediante Resolución Directoral N° 109-2013-ANA-DARH, de fecha 10 de octubre de 2013 y Resolución Directoral N° 0861-2014-ANA-AAA-IV-HCH de fecha 31 de octubre de 2014 la ANA aprobó las modificaciones de la Autorización de Ejecución de Obras respecto del planteamiento hidráulico de la central.

A este respecto, cabe recordar que esta Autorización de Ejecución de Obras de Infraestructura Hidráulica garantiza a EnerSur la obtención de la respectiva licencia de uso de agua con fines de generación eléctrica, previa verificación por parte de OSINERGMIN de que las obras hayan sido ejecutadas por EnerSur conforme con los plazos, características y condiciones aprobadas.

Por otro lado, durante la construcción de la central, EnerSur obtuvo los derechos de uso de agua para la ejecución de las obras mediante: (i) Resolución Directoral N° 162-2010-ANA-DARH (modificada por Resolución Directoral N° 0209-2011-ANA-DARH y Resolución Directoral N° 059-2012-ANA-DARH), (ii) Resolución Directoral N° 0958-2014-ANA-AAA IV HCH y (iii) Resolución Directoral N° 0032-2015-ANA-AAA IV HCH.

v) Tratamiento de aguas residuales:

a) Central Termoeléctrica ILO21

Mediante Resolución Directoral N° 5346/2008/DIGESA/SA de fecha 22 de diciembre de 2008, se otorgó la autorización para la operación del Sistema de Tratamiento de Aguas Residuales Industriales para Reuso a favor de EnerSur, correspondiente a la Central Termoeléctrica ILO21, para un volumen anual de 45 mil m³, para ser utilizadas en el riego de áreas verdes de tallo alto como olivos, mioporos, palmeras y gras como reforestación en zonas y/o terrenos de propiedad de la empresa.

En atención al nuevo marco normativo establecido en materia de Recursos Hídricos, siempre y cuando se traten de los mismos fines (como es el caso de la C.T. ILO21 – reúso industrial), no se requiere autorización para la operación del sistema de tratamiento de aguas residuales industriales para reúso.

vi) Derecho de uso de terrenos de propiedad del Estado Peruano e imposición de servidumbre:

Conforme con los términos de la Ley de Concesiones Eléctricas, EnerSur tiene el derecho de usar libre de cargo los terrenos de propiedad del Estado Peruano y de los municipios para el desarrollo de las actividades comprendidas en concesiones definitivas de generación y transmisión de las que sea titular, así como de obtener la imposición de servidumbres sobre propiedad privada para tales actividades. En este último caso, EnerSur deberá compensar al propietario del predio o bienes respectivos, cuando ello corresponda, por dicha imposición y por los daños y perjuicios ocasionados por el uso del terreno afecto a la misma.

A la fecha de elaboración de este Prospecto Marco, las siguientes servidumbres han sido impuestas a favor de las concesiones de las cuales es titular EnerSur:

- a) Servidumbre de embalses, obras hidroeléctricas y de tránsito para custodia, conservación y reparación de las obras e instalaciones de la C.H. Yuncán impuestas mediante Resolución Ministerial N° 201-2004-MEM/DM, las mismas que fueron debidamente cedidas a favor de EnerSur.
- b) Servidumbres de electroducto y de tránsito otorgadas por:

Servidumbres	Fecha de Resolución	Unidad de Generación
Resolución Ministerial N° 220-99-EM/VME	26/05/1999	Servidumbre de electroducto y de tránsito para la S.E. Moquegua, en beneficio de la concesión de transmisión de la cual es titular EnerSur.
Resolución Ministerial N° 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- S.E. Moquegua (Montalvo) y L.T. de 138 KV S.E. Moquegua (Montalvo) – S.E. Botiflaca.
Resolución Ministerial N° 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 - S.E. Botiflaca) – S.E. Moquegua.

Resolución Ministerial N° 323-2006-MEM/DM	20/07/2006	Servidumbre de electroducto de la L.T. de 220 KV de la C.H. Yuncán (S.E.Santa Isabel) – S.E. Nueva Carhuamayo.
Resolución Ministerial N° 534-2007-MEM/DM	02/12/2007	Servidumbre de electroducto de la L.T. de 220 KV S.E. ChilcaUno – S.E. Chilca REP

Fuente: EnerSur

vii) Permisos y autorizaciones ambientales:

A la fecha de elaboración de este Prospecto Marco, EnerSur ha cumplido con implementar las medidas de mitigación previstas en el PAMA para las instalaciones que conforman ILO1 y viene cumpliendo con los compromisos contemplados en los instrumentos de gestión ambiental. Asimismo, EnerSur ha cumplido con presentar todos los reportes y ha sido sometido a las inspecciones a cargo de entidades designadas por OSINERGMIN/OEFA que las Leyes Aplicables en materia ambiental exigen para las empresas del sector, tanto en sus instalaciones de ILO1, ILO21, Yuncán y ChilcaUno.

Debe indicarse que, respecto de las instalaciones que conforman ILO1, en el caso que se produzca un cambio en las leyes ambientales que afecte adversamente a EnerSur, conforme al PPA con SPCC esta tendría derecho a ser compensada por SPCC a fin de que los efectos de dicha modificación legal le resulten económicamente indiferentes.

En el caso de ILO21, el MEM aprobó el EIA de la planta de generación y los sistemas de transmisión, habiendo aprobado la Dirección General de Capitanías y Guardacostas de la Marina de Guerra del Perú el EIA de las instalaciones marítimas que conforman ILO21. La operación de ILO1 e ILO21 no solamente está sometida a las normas que regulan los efectos de sus actividades en el medio terrestre y las personas sino, también, en el medio marítimo y su flora y fauna. Adicionalmente, en el 2014 se obtuvieron las autorizaciones provisional y definitiva de vertimientos de aguas de la C.T. ILO1 y C.T. ILO21, respectivamente.

Cabe señalar que mediante Resolución Directoral N° 074-2012-MEM-AAE del 21 de marzo de 2012, se aprobó la actualización del PMA de la Central Termoeléctrica ILO21-PAVER, para su adecuación a la Cuarta Disposición Complementaria Transitoria del Reglamento de la Ley de Recursos Hídricos (D.A. N° 001-2010-AG). Asimismo, mediante Resolución Directoral N° 198-2012-MEM-AAE del 1 de agosto de 2012 se aprobó la actualización del PMA de la Central Termoeléctrica ILO21 de acuerdo al D.S. N° 023-2009-MINAM relacionado con la implementación de los Estándares Nacionales de Calidad Ambiental (ECA) para agua. Además, durante el 2014 se obtuvo la aprobación del Informe Técnico Sustentatorio (ITS) de la caldera de vapor auxiliar en la C.T. ILO21.

Por su parte, el Proyecto Reserva Fría de Generación-Planta Ilo cuenta con un PMA aprobado por Resolución N° 293-2011-MEM-AAE del 13 de octubre de 2011.

En el caso de la Central Yuncán, las instalaciones de generación y transmisión de electricidad que conforman la misma cuentan con EIAs aprobados por el MEM, estando EnerSur en obligación de cumplir con los mismos. Los impactos ambientales y sociales significativos que dicha central pudiera producir fueron identificados en los EIAs antes mencionados, los cuales contienen las medidas preventivas para minimizar, entre otros, la contaminación de las aguas y suelo por los efluentes de la Central Hidroeléctrica Yuncán y la generación de residuos.

En el caso de la Central Termoeléctrica ChilcaUno, las tres unidades de generación eléctrica cuentan con EIAs aprobados por la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos del MEM, estando EnerSur en obligación de cumplir con los mismos. Asimismo, las instalaciones de transmisión de energía eléctrica de la referida Central cuentan con el Programa de Manejo Ambiental, aprobado por el MEM.

Tratándose del Proyecto de conversión a Ciclo Combinado de la Central Termoeléctrica ChilcaUno, se cuenta con un Plan de Manejo Ambiental aprobado por la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos a través de la Resolución Directoral N° 123-2010-MEM-AAE del 5 de abril de 2010. Asimismo, EnerSur realizó un cambio en el alcance del Proyecto Ciclo Combinado, respecto al tramo de la ruta de la tubería de conducción, así como la instalación de una línea de suministro de energía y dos cables de fibra óptica para la comunicación de la planta desalinizadora con la C.T. ChilcaUno, lo cual cuenta con certificación ambiental aprobada mediante Informe N° 018-2013-MEM-AAE/ACMC/MM "Plan de Manejo Ambiental Variación del trazo de ruta de Ductos de Agua Desalinizada", el cambio en el tramo de la tubería de conducción implicó que ésta no cruzara el casco urbano sino que bordease su periferia. Debido a que los trabajos ya fueron aprobados, actualmente EnerSur ha solicitado la actualización de la Licencia de Agua Desalinizada otorgada mediante RD N° 037-2013-ANA-AAA Cañete Fortaleza; asimismo, respecto al vertimiento industrial de la planta desalinizadora, EnerSur cuenta con Autorización de Vertimiento aprobada mediante Resolución Directoral N° 213-2014-ANA-DGCRH recibida el 20 de octubre de 2014.

En el caso del Proyecto de la Central Hidroeléctrica Quitaracsa, se cuenta con un EIA, aprobado por Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos del MEM, a través de la Resolución Directoral N° 0128-2004-MEM-AAE, de fecha 26 de agosto de 2004. Adicionalmente, se cuenta con dos PMA, aprobado por medio de la Resolución Directoral N° 324-2010-MEM-AAE y por el Informe N° 037-2013-MEM-AAE/ACMC/MM, de fecha 15 de setiembre de 2010 y 12 de agosto de 2013,

respectivamente, emitidos por la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos del MEM; los mismos que contaron con las opiniones previas del Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas por el Estado y de la Autoridad Nacional del Agua. Cabe precisar que el PMA Optimización y PMA Modificación del Proyecto no sustituyen al EIA, sino que lo complementan y modifican considerando los cambios efectuados al diseño del proyecto por medio de la Optimización y Modificación del Proyecto. Adicionalmente, en el 2014 se obtuvo el Informe Técnico Sustentatorio (ITS) de la modificación de la toma San Mateo de la C.H. Quitaracsa.

Asimismo cabe mencionar que EnerSur cuenta desde el año 2003 con la certificación del sistema de gestión integrado ISO 9001:2000; ISO 14001:1996 y OHSAS 18001:1999 después de una auditoría realizada por la empresa SGS.

Por otro lado, en el 2014 se obtuvo el EIA del Nodo Energético Planta Ilo.

Autorización para mantener su contabilidad en moneda extranjera

Mediante Resolución de Intendencia N° 12-4-043363 del 1 de julio de 1998, la SUNAT autorizó a EnerSur a llevar su contabilidad en moneda extranjera a partir del ejercicio 1998.

Todos los permisos, concesiones, autorizaciones, servidumbres y licencias antes señaladas se encuentran vigentes conforme a lo previsto en las Leyes Aplicables.

Autorización para emitir comprobantes de pago electrónicos

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

8.8. Políticas o Planes de Inversión

EnerSur mantiene su búsqueda de oportunidades de inversión en nuevos proyectos con el objetivo de atender las necesidades de la demanda eléctrica. En este sentido desarrolla proyectos de generación termoeléctrica, hidroeléctrica o basada en energías renovables (esto último bajo el marco de la Promoción de la Inversión con Energías Renovables, detallado en el acápite 9.17 de este Prospecto Marco), así como busca oportunidades de crecimiento mediante la adquisición de activos de terceros, existentes o en etapa de desarrollo.

8.9. Relación Económica con Otras Empresas en Razón de Préstamos o Garantías que Comprometan más del 10% del Patrimonio de EnerSur

- El 4 de junio de 2010, EnerSur firmó con el Banco de Crédito del Perú un contrato de arrendamiento financiero a un plazo de 10 años (3 años de desembolso y 7 años de repago) para financiar el Proyecto Ciclo Combinado, el cual consiste en el cierre de los ciclos de las turbinas de gas de la C.T. ChilcaUno, por un monto de hasta US\$ 310 millones. En noviembre de 2012 finalizaron los desembolsos, de esta manera, la obligación de pago ascendió a US\$ 299.5 millones. La primera cuota de amortización se realizó en marzo de 2013 y el total será cancelado en diciembre de 2019. Al 30 de junio de 2015 las obligaciones pendientes de pago ascienden a US\$ 192.5 millones.
- En enero de 2011, EnerSur suscribió dos contratos de arrendamiento financiero con el Banco de Crédito del Perú y BBVA Banco Continental a un plazo de 8 años (2 años de desembolso y 6 años de repago) para financiar el Proyecto Reserva Fría de Generación – Planta Ilo, por montos de hasta US\$ 100 millones cada uno. En agosto de 2013 finalizaron los desembolsos, de esta manera la obligación total en virtud de los dos contratos ascendió a US\$ 92.9 millones y US\$ 95.7 millones, respectivamente (US\$ 188.7 millones). La primera cuota de amortización se realizó en agosto de 2013, y el total adeudado será cancelado en mayo de 2019. Al 30 de junio de 2015 la obligación asciende a US\$ 132.8 millones.
- En mayo de 2013, se suscribió el Contrato de Arrendamiento Financiero de Bienes entre EnerSur S.A. y Scotiabank Perú S.A.A. por un monto de hasta US\$ 70 millones a un plazo de 4 años (2 años de desembolso y 2 años de repago) para el financiamiento de la adquisición de parte de los Bienes del Proyecto Central Hidroeléctrica Quitaracsa conforme estos se encuentran definidos en dicho contrato. De acuerdo a lo establecido en el Contrato, con fecha 22 de junio de 2015 se incrementó el monto del capital financiado hasta US\$ 72 millones. Al 30 de junio de 2015, los desembolsos efectuados ascienden a US\$ 56.3 millones.
- En junio de 2014, EnerSur suscribió un Contrato de Préstamo sin garantía, por la suma de US\$ 100 millones a un plazo de 6 años, con los bancos Sumitomo Mitsui Banking Corporation y The Bank of Tokyo-Mitsubishi UFJ, Ltd., como agente administrativo. Los fondos de este préstamo fueron utilizados en su totalidad para efectuar prepagos de préstamos

financieros de corto plazo que EnerSur mantenía a la fecha de desembolso. El vencimiento de este préstamo es en junio de 2020.

- En julio de 2014, EnerSur suscribió dos Contratos de Arrendamiento Financiero de Obras y Bienes con el BBVA Banco Continental y el Banco de Crédito del Perú, por un monto de hasta US\$ 290 millones (US\$ 145 millones cada uno) a un plazo de 7.5 años (2.5 años de desembolso y 5 años de repago) para financiar la ejecución del Proyecto Nodo Energético del Sur del Perú – Planta Ilo. Al 30 de junio de 2015, los desembolsos realizados ascienden a US\$ 98.8 millones (US\$ 58.1 millones de BBVA Banco Continental y US\$ 40.8 millones de Banco de Crédito del Perú).
- En octubre de 2014, EnerSur suscribió dos contratos de Arrendamiento Financiero de Obras y Bienes con BBVA Banco Continental, por un monto total de hasta US\$ 125 millones a un plazo de 8 años (2 años de desembolso y 6 años de repago) para financiar la ejecución del Proyecto de Ampliación de la Central Termoeléctrica ChilcaUno. Al 30 de junio de 2015, los desembolsos realizados ascienden a US\$ 42.1 millones.
- Al 30 de junio de 2015, la empresa cuenta con préstamos bancarios de vencimiento corriente y sin garantía específica, para el financiamiento de proyectos que corresponden a pagarés bancarios en moneda extranjera por un total de US\$ 105 millones.

8.10. Personal de la Empresa

A junio de 2015, del total de empleados, 386 son permanentes y 91 son temporales. La variación del personal en los últimos años se muestra en el siguiente cuadro:

N°	Junio 2015	2014	2013	2012
Plana Gerencial	7	7	7	7
Empleados	470	458	432	414
Total	477	465	439	421

Fuente: EnerSur

Asimismo, EnerSur cuenta con un sindicato con el cual se suscribió con fecha 7 de agosto de 2013 la Convención Colectiva por el período entre el 1 de enero de 2013 al 31 de diciembre de 2015, mediante la cual, entre otros beneficios, se otorgaron incrementos en las remuneraciones y en las bonificaciones por tiempo de servicio a dichos trabajadores.

9. Administración

9.1. Directorio

En el siguiente cuadro se muestra la relación de Directores de EnerSur y su fecha de inicio en el Directorio.

Nombre	Cargo	Desde
Manlio Alessi	Presidente del Directorio	Ago-01
Philip De Cnudde	Director Titular	Feb-14
André Canguçu	Director Titular	Mar-05
Hernán Ruiz de Somocurcio	Director Titular	Mar-07
Jaime Cáceres	Director Titular	Mar-13
Ricardo Briceño	Director Titular	Mar-13
Jan Sterck	Director Titular	Mar-13
Daniel Cámac	Director Alterno	Mar-13
Dante Dell'Elce	Director Alterno	Feb-04
Eduardo Milligan	Director Alterno	Mar-13
Gilda Spallarossa	Director Alterno	Abr-15
Juan José Marthans	Director Alterno	Mar-13
Michel Gantois	Director Alterno	Sept-13
Raúl Ortiz de Zevallos	Director Alterno	Mar-11

Fuente: EnerSur

Manlio Alessi

Ha desempeñado diferentes funciones en el área financiera en Europa, en bancos como EBC, BBL, ING, en grupos industriales (entre ellos el grupo estatal italiano EFIM y Eternit) y en la Comisión Europea. En 1997 fue designado Gerente de Administración y Finanzas de EnerSur, cargo que desempeñó hasta julio de 2001. Posteriormente, de agosto de 2001 a diciembre de 2008 ejerció el cargo de Gerente General de Suez Energy Andino S.A. en Chile. En agosto de 2001, fue designado Delegado General de GDF SUEZ para Chile y el Perú, y alcanzó el puesto de *Country Manager* en el Perú en octubre de 2009. Desde el 2003 es *Chief Business Developer* (Jefe de Desarrollo de Negocios) para los países andinos. En marzo de 2008 fue designado Presidente del Directorio de GDF SUEZ Energy Perú S.A. El señor Alessi tiene una licenciatura en Ciencias Económicas Aplicadas por la Universidad Católica de Lovaina, Bélgica.

Philip De Cnudde

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

André Canguçu

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

Hernán Ruiz de Somocurcio

Su amplia experiencia en la banca incluye haber sido fundador y Gerente General del Banco Interamericano de Finanzas, Gerente General Adjunto del Banco Sudamericano, representante del Banco de Crédito e Inversiones de Chile y ocupar diversas gerencias en el Banco de Crédito del Perú. Además, fue Gerente de la sucursal de Lima del Banco del Sur del Perú, Gerente de créditos de la Financiera de Crédito del Perú, Gerente de créditos del Banco Nor Perú, Subgerente del BBVA Continental, entre otros cargos. Actualmente es Director de empresas vinculadas a servicios financieros y a la industria pesquera y, desde el 2011 de EnerSur, además de ser consultor de empresas en diferentes rubros. Entre otras actividades, ha sido fundador y Presidente de la Cámara de Comercio Peruano-Chilena por varios años. Es Economista por la Universidad Católica Santa María y ha participado en varios cursos, tanto en el Perú como en el extranjero.

Jaime Cáceres

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

Ricardo Briceño

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

Jan Sterck

Se desempeña como Director de EnerSur desde marzo de 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. Entre 1993 y 2006 estuvo encargado de diferentes actividades en operaciones y gestión de proyectos por productores de energía independientes en Indonesia, Canadá, Omán, Italia, Chile, Singapur, Tailandia y España. En 2006 ocupó el puesto de Vicepresidente *Senior* 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, ocupa actualmente el cargo de Presidente de Construcción en la actual GDF SUEZ Branch Energy International. Tiene un grado académico en Ingeniería Industrial y ha seguido cursos de Administración de Empresas en INSEAD (European Centre for Executive Development), Francia.

Dante Dell'Elce

Es Director Alterno de EnerSur desde el año 2004. Se unió al Grupo GDF SUEZ en 1992 y actualmente tiene la posición de Director Financiero Regional de Latinoamérica, mientras a la vez es responsable de la operación en Argentina, como Country Manager. Además es miembro del Comité de Dirección Regional de Latinoamérica del Grupo y ocupa posiciones de Director (titular y/o alterno) en las empresas del Grupo en Argentina, Uruguay y Chile. En 1997, fue nombrado CFO durante las etapas de construcción y puesta en marcha en el proyecto Gasoducto Nor Andino para el transporte de gas entre Argentina y Chile. En 1999, fue designado como CFO de Litoral Gas (Argentina), posición que ocupó hasta el fin de 2002. Desde 2003, tuvo a su cargo la posición de Head of Business Control para la región Latinoamérica, habiendo sido nombrado como Country Manager para Argentina en 2004. Previamente a su experiencia en el Grupo, Dante se desempeñó en diferentes empresas en los sectores de petroquímica, alimentos y bebidas en Argentina, en particular en el Grupo Cervecerías Quilmes donde ocupó diversas posiciones gerenciales tanto a nivel operacional como a nivel de la casa matriz del Grupo. Se graduó como Contador Público y Licenciado en Administración de Empresas en la Universidad Nacional de Rosario – Argentina y asistió al programa General Management Program CEDEP en INSEAD/Fontainebleau (Francia).

Raúl Ortiz de Zevallos

Es Director Alterno de EnerSur desde Marzo de 2013. Adicionalmente, es presidente del Directorio de Consorcio La Parcela y director de Licsa, de Almacenera Grau, de Agrícola Comercial & Industrial (Acisa), Inversiones Quinta Heeren y Barrialto. Es miembro del Consejo Directivo de la Asociación Cultural Peruano Británica, director alterno elegido por los fondos administrados por las AFP de Enersur (Grupo Suez) y asesor del Directorio del Sindicato Minero de Orcopampa, empresa de la que ha sido director entre 1999 y el 2009. Ha sido viceministro de Turismo y de Comercio y director de empresas como Inversiones Cofide, Fertilizantes Sintéticos, Prolansa (Grupo Armco) y Cervecería del Norte (Grupo Backus). Ha sido presidente del Club Nacional entre el 2002 y el 2004. Es abogado por la Pontificia Universidad Católica del Perú, donde ha ejercido la docencia.

Juan José Marthans

Es Director Alterno de EnerSur desde Marzo de 2013. Fue Superintendente de Banca, Seguros y Administradoras Privadas de Fondos de Pensiones desde el año 2002 hasta marzo de 2007. Ha sido miembro del Directorio del Banco Central de Reserva del Perú así como Director del INDECOPI. Es Director y profesor del Área de Economía de la Escuela de Dirección de la Universidad de Piura y Miembro del Comité del Programa Internacional de Dirección Financiera de la Universidad de Piura. Ha sido docente de banca y política económica en

la Universidad de Lima y en la Universidad del Pacífico, además de Director de empresas diversas. Es Economista de la Universidad de Lima y tiene un Máster en Banca y Finanzas de la misma Universidad. Ha realizado estudios de postgrado en la Universidad de Chicago y en la Universidad de Colorado-USA.

9.2. Cambios en el Directorio en los últimos periodos

El actual Directorio fue designado mediante Junta General de Accionistas de fecha 12 de marzo de 2013. A partir de esa fecha únicamente se ha efectuado la siguiente modificación en su composición:

ENERSUR S.A.	
Anterior Director Alterno	Actual Directora Alterna
Axel Van Hoof (hasta mar-15)	Gilda Spallarossa Lecca (desde abr-15)
Vigente hasta marzo de 2016	
Fuente: EnerSur	

9.3. Principales Ejecutivos

Nombre	Cargo	Desde
Michel Gantois	Gerente General	Oct-13
Adrianus Van Den Broek	Gerente de Operaciones	Ago-12
Daniel Cámac	Gerente Comercial y de Regulación	May-12
Vincent Vanderstockt	Gerencia de Planificación de Proyectos e Implementación	May-12
Eduardo Milligan	Gerencia de Finanzas, Organización y Capital Humano	Feb-13
Alejandro Prieto	Gerente de Asuntos Corporativos	Jul-10
Gilda Spallarossa	Gerente Legal	Abr-15

Fuente: EnerSur

Michel Gantois

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

Adrianus Van Den Broek

Ocupa el cargo de Gerente de Operaciones de EnerSur desde agosto de 2012, tras desempeñarse como Superintendente de Central de EnerSur. Ha sido Ingeniero de DCS/Scada en Heineken, teniendo a su cargo las Jefaturas de Turno, Operaciones, Electricidad y Utilities. Ha ocupado distintos cargos en el grupo GDF SUEZ tanto en Jefaturas de Mantenimiento y de Planta, como en la Superintendencia de la Zona Sur y la Dirección de Operaciones en Electrabel-Holanda, con más de 5,000 MW de capacidad instalada. Es Ingeniero Electrónico por The Hague University of Applied Sciences, Países Bajos, con un Executive MBA en INSEAD, París, y Master de Gestión General en Nyenrode Business Universiteit, Breukelen, Países Bajos.

Daniel Cámac

Se desempeña como Gerente Comercial y de Regulación de EnerSur desde mayo de 2012. Anteriormente, ejerció el cargo de Viceministro de Energía en el MEM. Trabajó en OSINERGMIN como Gerente de la División de Regulación de Generación y Transmisión Eléctrica. Es Ingeniero Electricista graduado de la Universidad Nacional del Centro del Perú. Ha obtenido el grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería en la Pontificia Universidad Católica de Chile, así como un Máster en Administración de Negocios en la Universidad ESAN del Perú. Estudió un Doctorado en Ciencias en la Pontificia Universidad Católica de Río de Janeiro, Brasil. Asimismo, ha realizado otros estudios de especialización en Argentina, Brasil y Estados Unidos.

Vincent Vanderstockt

Se encuentra a cargo de la Gerencia de Planificación, Proyectos e Implementación de EnerSur desde mayo de 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

Está a cargo de la Gerencia de Finanzas, Organización y Capital Humano desde el 1 de febrero de 2013, se desempeñó previamente como Gerente de Organización y Capital Humano, Subgerente de Finanzas de EnerSur y Senior Manager de GDF SUEZ Latin America en la división de *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 de 2010. Anteriormente se desempeñó como subgerente de Comunicación de Edegel, del Grupo Endesa, y ha sido director de Proyectos en Apoyo Comunicación Corporativa, empresa del Grupo Apoyo. Cuenta con un grado de Economía del Ithaca College en Nueva York (Estados Unidos) y un MBA de la Universidad Adolfo Ibáñez, de Santiago de Chile.

Gilda Spallarossa

Está a cargo de la Gerencia Legal desde el 1 de abril de 2015 y se incorporó a EnerSur el 9 de agosto de 2012 como Gerente Legal Adjunto. Es egresada de la Pontificia Universidad Católica del Perú, de la carrera de Derecho. Tiene un Master en Derecho Público IDEC de la Universidad Pompeu Fabra de Barcelona. Su anterior experiencia laboral ha sido como Socia en Miranda & Amado Abogados, en los rubros de Gas & Electricidad, proyectos de infraestructura, derecho administrativo, derecho civil y litigios. Asumió la Gerencia Legal de EnerSur el 1 de abril de 2015.

9.4. Vinculación entre Miembros del Directorio y la Plana Gerencial

El Directorio cuenta con siete miembros titulares, cada uno con su respectivo Director alterno. Es importante mencionar que tres de los Directores titulares son independientes. Asimismo, 1 de los 3 directores independientes tiene un director alterno dependiente.

Los actuales Directores independientes formularon declaraciones juradas, al momento en que fueron designados indicando que: (i) no tenían vinculación con la administración o el accionista principal de EnerSur, y (ii) que no tienen participación en el capital social de EnerSur ni de su accionista principal que le permitan tener presencia en sus Directorios; y (iii) que no eran Directores ni Gerentes de alguna de las personas jurídicas que conforman el grupo económico de EnerSur, ni de ningún accionista principal (es decir, que ostente más del 5% del capital social) de EnerSur.

9.5. Directores Independientes/Dependientes

Los directores independientes son:

Nombre	Cargo
Hernán Ruiz de Somocurcio	Director Independiente
Jaime Cáceres	Director Independiente
Ricardo Briceño	Director Independiente

Fuente: EnerSur

Los directores dependientes son:

Nombre	Cargo
Manlio Alessi	Director Dependiente
Philip De Cnudde	Director Dependiente
André Canguçu	Director Dependiente
Jan Sterck	Director Dependiente

Fuente: EnerSur

10. Análisis del Sector y su Regulación

10.1. Marco Regulatorio del Sector Eléctrico

El marco regulatorio para el desarrollo de actividades eléctricas en el Perú está principalmente integrado por la Ley de Concesiones Eléctricas y su reglamento, aprobado por Decreto Supremo N° 09-93-EM, la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, aprobada por Ley N° 28832, así como sus respectivas modificatorias, la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobada por Decreto Supremo N° 020-97-EM, el Reglamento de Transmisión, aprobado por Decreto Supremo N° 027-2007-EM, el Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 029-94-EM, la Ley Antimonopolio y Antiloligopolio del Sector Eléctrico, aprobada por Ley N° 26876, y su reglamento, aprobado por Decreto Supremo N° 017-98-ITINCI, la Ley de Creación del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía, aprobada por Ley N° 26734, la Ley Marco de los Organismo Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, aprobada por Ley N° 27332 y su reglamento, aprobado por Decreto Supremo N° 042-2005-PCM, el Reglamento General del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM y sus respectivas modificatorias, el Reglamento de Supervisión de las Actividades Energéticas y Mineras de OSINERGMIN aprobado por Resolución N° 171-2013-OS/CD, el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, aprobado por Decreto Supremo N° 022-2009-EM, el Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad aprobado por Decreto Supremo N° 049-2005-EM (cuyo marco de la Comunidad Andina de Naciones (CAN) es la Decisión CAN 536, la cual actualmente se encuentra suspendida por la Decisión CAN 757), y por el Reglamento Interno para la Aplicación de la Decisión CAN 757 aprobado por Decreto Supremo N° 011-2012-EM, así como por las normas complementarias y modificatorias correspondientes.

Algunas de las características más representativas del modelo regulatorio peruano para el desarrollo de las actividades eléctricas son (i) la desintegración vertical o segmentación de las tres principales actividades: generación, transmisión y distribución; (ii) la libre determinación de los precios de generación (potencia y energía) para el suministro eléctrico a Usuarios Libres; (iii) la regulación de las tarifas de generación para el suministro destinado al Servicio Público de Electricidad, (iv) la regulación de las tarifas de transmisión y distribución para toda clase de suministros; y (v) la administración privada de la operación de los sistemas eléctricos interconectados bajo principios de eficiencia, minimización de costos y garantía de calidad y confiabilidad en el suministro de electricidad.

Se han dictado diversas normas que han introducido importantes modificaciones adicionales a la regulación del sector, básicamente en lo referido al cálculo del costo marginal de corto plazo, la remuneración de la Potencia Firme de centrales termoeléctricas y a los mecanismos para dar solución a la congestión del ducto de transporte de gas natural, proveniente de los yacimientos de Camisea. Las principales modificaciones son el Decreto de Urgencia N° 049-2008, el Decreto Legislativo N° 1041, que modificó diversas normas del marco normativo eléctrico, y el Decreto de Urgencia N° 037-2008, que dictó medidas para asegurar el abastecimiento oportuno de energía eléctrica al SEIN.

El Decreto de Urgencia N° 049-2008 publicado el 18 de diciembre de 2008 estableció que desde el 1 de enero de 2009 hasta el 31 de diciembre de 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 y, además, se determinó que el MEM deberá fijar un valor límite a ese Costo Marginal Idealizado (CMgl). Dicho valor límite fue fijado mediante Resolución Ministerial N° 607-2008-MEM-DM en S/. 313.50 por MWh. Las centrales de generación que operen y tengan un costo variable mayor al CMgl reciben una compensación que es pagada por la demanda mediante un cargo adicional al Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión (PCSPT). Mediante el Decreto de Urgencia N° 079-2010, del 18 de diciembre de 2010, se extendió la vigencia del régimen de cálculo de los costos marginales sin restricción de transmisión de electricidad, hasta el 31 de diciembre de 2013. Posteriormente mediante la Décima Disposición Complementaria Final de la Ley N° 30115, publicada el 2 de diciembre de 2013, se amplió su vigencia hasta el 31 de diciembre de 2016.

El Decreto Legislativo N° 1041 modificó, entre otras cosas, la definición de Potencia Firme contenida en el numeral 12 del Anexo de Definiciones de la Ley de Concesiones Eléctricas estableciendo que sólo tendrían derecho a la remuneración mensual por Potencia Firme las unidades de generación termoeléctricas que tengan asegurado el suministro continuo y permanente del combustible mediante contratos que lo garanticen o stock disponible. Asimismo, estableció que la nueva definición entraría en vigencia a los 18 meses contados desde la finalización de la oferta pública de capacidad a que se refiere el Decreto Supremo N° 016-2004-EM (oferta pública de capacidad de Transportadora de Gas del Perú S.A.). Adicionalmente, el Decreto Legislativo N° 1041 estableció incentivos a la contratación del Servicio Firme de transporte de gas natural.

Mediante Decreto Supremo N° 001-2010-EM publicado el 5 de enero de 2010 se precisó que dado que la oferta pública de capacidad de Transportadora de Gas del Perú S.A. finalizó el 16 de febrero de 2009, la nueva definición de Potencia Firme entraría en vigencia el 16 de agosto de 2010 regulándose temporalmente los requisitos para la remuneración mensual por Potencia Firme para unidades de generación termoeléctrica (contar con contratos a firme por volúmenes suficientes para operar al 100% de la capacidad de generación por un horizonte de un año o contar con stock disponible de gas natural que permita la operación a plena carga como mínimo quince días de autonomía durante horas punta y, en caso no se cumpla con los supuestos anteriores, la Potencia Firme se reduciría proporcionalmente).

Sin embargo, el 29 de abril de 2010 se promulgó el Decreto de Urgencia N° 032-2010, que dejó sin efecto el incentivo a la contratación del Servicio Firme y la nueva definición de Potencia Firme (establecidos por el referido Decreto Legislativo N° 1041).

Mediante Resolución OSINERGMIN N° 025-2012-OS/CD se aprobó el Procedimiento COES N° 25 “Factores de Disponibilidad de Unidades de Generación” donde se regularon los criterios para la determinación de factores de disponibilidad para el cálculo de los Ingresos Garantizados por Potencia Firme estableciéndose que para las empresas que operan con gas natural se calculará la capacidad garantizada de transporte en función de su transporte firme contratado.

Mediante Decreto Supremo N° 032-2012-EM, publicado el 30 de agosto de 2012, se dictaron medidas transitorias sobre el mercado de electricidad. Dicha norma establece que en ese entonces se encontraba en ejecución la ampliación del sistema de transporte de gas natural, de acuerdo con la Adenda al Contrato BOOT de Transportadora de Gas del Perú S.A. aprobada por Resolución Suprema N° 024-2011-EM y mientras dicha ampliación culmine los generadores se encontraban imposibilitados de contar con capacidad de transporte a firme. Así, el Decreto Supremo N° 032-2012-EM estableció que hasta que se cumpliera con la ampliación de la capacidad de transporte de gas natural según la Adenda suscrita entre Transportadora de Gas del Perú S.A. y el Estado Peruano, aprobada por Resolución Suprema N° 024-2011-EM, se consideraría que se cumple con garantizar el transporte de gas natural para cada unidad termoeléctrica, si la respectiva capacidad contratada a firme corresponde o excede el volumen requerido para operar a potencia efectiva durante las horas punta del día. Asimismo, se estableció que el COES propondría a OSINERGMIN las modificaciones a los Procedimientos Técnicos que correspondan.

El Decreto Legislativo N° 1041 también creó el cargo de “compensación por seguridad de suministro” para los generadores eléctricos que operen con gas natural y que tengan equipos o instalaciones que permitan la operación alternativa de su central con otro combustible. Bajo este régimen se licitaron y construyeron las unidades denominadas Reserva Fría, con una capacidad acumulada de aproximadamente 900 MW.

Por su parte, el Decreto de Urgencia N° 037-2008 dictó las disposiciones necesarias para asegurar en el corto plazo el abastecimiento de energía eléctrica en el SEIN regulando la declaración de situaciones de restricción temporal de generación y las medidas a adoptarse en dichos supuestos (requerimientos a las empresas donde el Estado tenga participación mayoritaria para que efectúen las adquisiciones de obras, bienes y servicios necesarios, los cuales serían cubiertos mediante un cargo adicional en el PCSPT). De conformidad con el Decreto de Urgencia N° 049-2011 estas medidas estarán vigentes hasta el 31 de diciembre de 2013. Posteriormente, el 17 de diciembre de 2014 se publicó el Decreto Supremo N° 044-2014-EM, que dicta disposiciones orientadas a brindar confiabilidad a la cadena de suministro de energía ante situaciones temporales de falta de capacidad de producción o de transmisión, en el contexto de la Ley N° 29970, donde establecen que los costos totales que se incurran en la implementación de las medidas temporales que incrementen o restituyan la seguridad del suministro de electricidad, serán cubiertos mediante el cargo de confiabilidad de la cadena de suministro, y asumido por toda la demanda que es atendida por el Sistema Nacional. El 27 de junio de 2015 con Resolución OSINERGMIN N° 140-2015-OS/CD se aprobó la normativa que determina el Cargo de Confiabilidad de la Cadena de Suministro de Energía.

Por otro lado, el 2 de mayo de 2008 se publicó el Decreto Legislativo N° 1002, Ley de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables, el mismo que se encuentra actualmente reglamentado por Decreto Supremo N° 012-2011-EM. Estas normas buscan promover el desarrollo de nueva generación eléctrica mediante el uso de Recursos Energéticos Renovables.

Asimismo, el 22 de diciembre de 2012 se publicó la Ley N° 29970, ley que declara de interés nacional la implementación de medidas para el afianzamiento de la seguridad energética y promueve el desarrollo del polo petroquímico en el sur del país. Bajo su amparo se ha licitado la construcción y operación de dos Centrales Termoeléctricas del proyecto Nudo Energético en el Sur del Perú con una capacidad contractual total de 1,200 MW, que contribuirán con la seguridad energética del país y ayudarán a abastecer de energía eléctrica al usuario final.

En el marco de la Ley N° 29970 se aprobó el “Reglamento que Incentiva el Incremento de la Capacidad de Generación Eléctrica”, Decreto Supremo N° 038-2013-EM, que contiene las disposiciones para incentivar el incremento de la Capacidad de Generación Termoeléctrica, mediante subastas a través de las cuales se busca obtener nueva capacidad de la producción respecto a la demanda, así como la desconcentración geográfica de la producción de energía en el SEIN. Asimismo, se aprobó el Reglamento de la Ley N° 29970 en lo referido al Sistema Integrado de Transporte de Hidrocarburos, Decreto Supremo N° 005-2014-EM, que reglamenta los alcances de la Ley N° 29970 y la Octogésima Segunda Disposición Complementaria Final de la Ley N° 30114, Ley de Presupuesto del Sector Público para el año fiscal 2014, a efectos de promover un Sistema Integrado de Transporte de Gas Natural desde las zonas de producción hasta la costa sur del país.

Del mismo modo, la Ley N° 29970 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 gasoductos y poliductos para aumentar el nivel de seguridad del sistema.

A fines de diciembre de 2012, mediante el Decreto Supremo N° 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. Así, la mencionada norma estableció que, activado el mecanismo de emergencia, los productores, transportistas y distribuidores de gas natural deberían realizar asignaciones de gas – de acuerdo al volumen de gas disponible – a los usuarios residenciales regulados; luego, los establecimientos de venta de gas natural vehicular, y posteriormente, la generación eléctrica.

Por otro lado, en julio de 2013, mediante Resolución OSINERGMIN N° 141-2013-OS/CD se aprobó el procedimiento técnico COES 42 "Régimen aplicable a las centrales de Reserva Fría de Generación", el cual establece los criterios económicos aplicables a las centrales de reserva fría adjudicadas por ProInversión, dentro de las cuales se encuentra la Central Termoeléctrica de Reserva Fría ILO31 de EnerSur.

En julio de 2014 entró en vigencia la nueva normativa y procedimientos que rigen los servicios complementarios de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) y Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF), aprobado por resoluciones OSINERGMIN N° 194-2013-OS/CD del 1 de octubre de 2013 y OSINERGMIN N° 058-2014-OS/CD del 26 de marzo de 2014, donde se establece que el servicio de RPF es obligatorio y no compensado para los generadores y el servicio de RSF es voluntario y compensado por los generadores.

10.2. Cambios Normativos Relevantes

Mediante la Ley N° 30230, Ley que establece medidas tributarias, simplificación de procedimientos y permisos para la promoción y dinamización de la inversión en el país, publicada el 12 de julio de 2014, se ha dispuesto que durante el plazo de 3 años, contados a partir de su publicación, el OEFA – en su calidad de ente rector del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental – privilegiará las acciones orientadas a la prevención y corrección de conductas infractoras en materia ambiental, siempre que no se trate de: (i) infracciones muy graves, (ii) actividades que se realicen sin contar con instrumento de gestión ambiental, y (iii) no califique como reincidencia. Adicionalmente a estas disposiciones, esta ley ha determinado la simplificación del procedimiento administrativo de obtención de diversas autorizaciones ambientales.

El 1 de julio de 2014 entraron en vigencia los nuevos procedimientos técnicos COES para la provisión de la regulación de frecuencia. Estos son, el Procedimiento PR-21, Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia, aprobado con Resolución N° 194-2013-OS/CD y; el Procedimiento Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia, aprobado con Resolución N° 058-2014-OS/CD.

Cabe destacar que recientemente el Congreso de la República aprobó otorgar facultades legislativas al Poder Ejecutivo. En ese sentido, en setiembre de 2015 se publicaron los Decretos Legislativos N° 1207, 1208 y 1221, a través de los cuales se ha modificado la Ley de Electrificación Rural, se ha modificado el marco de inversión de las empresas distribuidoras estatales y se ha modificado la Ley de Concesiones Eléctricas, respectivamente.

10.3. Estructura del Sector Eléctrico

El sector eléctrico en el Perú está dividido en tres sub-sectores, cada uno de los cuales comprende una actividad distinta:

i) Generación

La generación se refiere a la producción de energía eléctrica a través de distintas tecnologías, como son: la hidráulica, térmica (que puede ser de ciclo simple o ciclo combinado), eólica, nuclear, geotérmica, entre otras, utilizándose preponderantemente en el país las dos primeras.

Cabe indicar que en el año 2008 se publicó el Decreto Legislativo N° 1002, Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables, cuyo propósito es promover la utilización de Recursos Energéticos Renovables para la generación eléctrica mediante una serie de incentivos a la generación eléctrica con dichos recursos. Para tal efecto, se califica como Recursos Energéticos Renovables a la biomasa, a las fuentes eólica, solar, geotérmica y mareomotriz, y a la hidráulica con una capacidad máxima de 20 MW. Recientemente, han entrado en operación diversas plantas de generación que operan con Recursos Energéticos Renovables (incluyendo solares y eólicas).

ii) Distribución

En esta fase se transporta la energía desde las Subestaciones o barras base a los consumidores finales, vía Líneas de Transmisión de media tensión que antes de llegar al consumidor final es transformada a baja tensión (360 V o 220 V).

iii) Transmisión

La actividad de transmisión se refiere al transporte de energía desde los generadores hacia las Subestaciones o barras base y se compone de líneas o redes de transmisión y Subestaciones de transformación o barras base.

Hasta el año 2006 el sistema de transmisión únicamente estaba integrado por las líneas calificadas como parte del Sistema Principal de Transmisión (SPT) y por las calificadas como parte del Sistema Secundario de Transmisión (SST). El SPT, está conformado por Líneas de Transmisión de muy alta y alta tensión que se conectan a las Subestaciones o barras base. Luego a través de la SST, compuesto por Líneas de Transmisión de alta, tensión, la energía eléctrica es transportada a las Subestaciones donde se alimentan las redes de distribución.

La LCE establece que las actividades de generación y/o de transmisión que pertenece al Sistema Principal de Transmisión y/o de distribución de energía eléctrica, no podrán efectuarse por un mismo titular o por quien ejerza directa o indirectamente el control de éste, salvo lo dispuesto en dicha ley. Están excluidos de dicha prohibición, los actos de concentración de tipo vertical u horizontal que se produzcan en las actividades de generación y/o de transmisión y/o de distribución, que no impliquen una disminución, daño o restricción a la competencia y la libre concurrencia en los mercados de las actividades mencionadas o en los mercados relacionados. Dichos actos de concentración se sujetan a un procedimiento de autorización previa ante INDECOPI, establecido en la Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico.

El COES-SINAC, luego de la interconexión entre el Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) y el Sistema Interconectado Sur (SIS) en octubre de 2000 como consecuencia de la puesta en funcionamiento de la Línea de Transmisión Mantaro – Cotaruse – Socabaya, y de acuerdo a la Estadística Anual 2014 publicada por el COES, está constituido, a diciembre de 2014, por 24,816.7 Km de sistemas de transmisión de diferente voltaje que interconectan las regiones del país.

Por otro lado, la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley N° 28832 publicada el 23 de julio de 2006), introdujo cambios tales como el establecimiento de licitaciones para el suministro de electricidad como un mecanismo preventivo para el abastecimiento oportuno de la energía, en virtud del cual las empresas concesionarias de distribución pueden convocar a licitaciones para asegurar el abastecimiento de su demanda futura. A dichas licitaciones puede incorporarse la demanda de Usuarios Libres que así lo soliciten. Adicionalmente, introdujo un cambio en la estructura del COES, incorporando a las empresas distribuidoras y los Usuarios Libres en la Asamblea del COES, permitiendo la participación de estos en el Mercado de Corto Plazo.

Al respecto, el 11 de junio de 2011 se publicó el Decreto Supremo N° 027-2011-EM que aprobó el Reglamento del Mercado de Corto Plazo de Electricidad que regula la participación de los integrantes del COES en el mismo. Inicialmente esta norma entraría en vigencia el 1 de enero de 2014. No obstante, mediante Decreto Supremo N° 032-2012-EM publicado el 30 de agosto de 2012 se modificó la entrada en vigencia del Reglamento del Mercado de Corto Plazo, postergándose hasta el 1 de enero de 2016. Esta norma señala que el Reglamento del Mercado de Corto Plazo y los Procedimientos Técnicos COES relacionados se encuentran en revisión; a la fecha no se ha difundido ningún proyecto de modificación de dicho Reglamento.

Según los reportes estadísticos del COES, al 31 de diciembre de 2014, se produjeron aproximadamente 41,795.9 GWh de energía representando un crecimiento de 5.36% con respecto al año 2013 cuyo valor fue 36,669.4 GWh. de la energía producida, 21,002.9 GWh (50.3%) son de origen hidráulico y 20,337.4 GWh (48.7%) son de origen térmico.

A junio de 2015, se produjo aproximadamente 21,786 GWh de energía representando un incremento de 5.2% con respecto al mismo periodo del año 2014, cuyo valor fue 20,691 GWh. Del total de energía producida a junio de 2015, 11,853 GWh (54.4%) son de origen hidráulico y 9,932 GWh (45.6%) son de origen térmico.

Grupo Económico – Empresa	Generación SEIN (GWh) en el 2014			Total
	Hidroeléctrica	Termoeléctrica	Otras	
Endesa – Edegel	3,633.5	4,256.6	-	7,890.1
Endesa – Chinango ¹	957.7	-	-	957.7
GDF Suez – EnerSur	922.0	6,176.5	-	7,098.5
Estado – Electroperú	7,038.1	2.0	-	7,040.1
Estado – Egasa	756.1	536.9	-	1,293.0
Estado – Egemsa	670.0	12.2	-	682.2
Estado – San Gabán	775.0	0.5	-	775.5
IC Power – Kallpa Generación	-	5,924.3	-	5,924.3
Duke Energy – Egenor ²	2,070.9	83.4	-	2,154.3
AEI – Fénix Power Perú	-	1,513.1	-	1,513.1
Statkraft – SN Power	1,308.5	-	-	1,308.5
Celepsa – UNACEM	1,167.8	-	-	1,167.8
Buenaventura – Empresa de Generación Huanza	453.7	-	-	453.7
Otras	1,249.7	1,831.9	455.6	3,537.2
Total	21,002.9	20,337.4	455.6	41,795.9

Fuente: Estadística de Operación COES 2014

(1) Chinango pertenece a Edegel desde el 2009.

(2) Egenor vendió en marzo de 2014 su C.T. Las Flores a Kallpa Generación.

Asimismo, en el 2014, la máxima demanda de potencia fue de 5,737.3 MW, un incremento en 2.9% con relación al año 2013 cuyo valor fue de 5,575.2 MW. A continuación se muestra un cuadro con la Potencia Efectiva por Empresa.

Grupo Económico – Empresa	Potencia Efectiva SEIN (MW) en el 2014			
	Hidroeléctrica	Termoeléctrica	Otras	Total
Endesa – Edegel	561.1	897.6	-	1,458.7
Endesa – Chinango ¹	193.5	-	-	193.5
GDF Suez – EnerSur	136.7	1,608.7	-	1,745.4
Estado – Electroperú	886.0	16.3	-	902.3
Estado – Egasa	175.8	138.3	-	314.1
Estado – Egamsa	88.8	0	-	104.4
Estado – San Gabán	113.1	5.5	-	118.6
IC Power – Kallpa Generación	-	1,055.8	-	1,055.8
Duke Energy – Egenor ²	374.3	-	-	374.4
AEI – Fénix Power Perú	-	570.1	-	570.1
Statkraft – SN Power	271.1	-	-	271.1
Celepsa – UNACEM	222.2	-	-	222.2
Otras	289.7	855.6	242.0	1,387.2
Total	3,312.2	5,163.5	242.0	8,719.3

Información a Diciembre 2014

Fuente: Estadística de Operación COES 2014

(1) Chinango pertenece a Edegel desde el 2009.

(2) Egenor vendió en marzo de 2014 su C.T. Las Flores a Kallpa Generación.

10.4. Operación del Sistema Interconectado

Conforme a lo establecido por la LCE, la operación en tiempo real de todas las instalaciones de generación que forman parte del SEIN debe ser coordinada por el COES y ejecutada por sus miembros, quienes son los responsables finales de la operación de sus respectivas unidades a fin de minimizar los costos de operación del SEIN en su conjunto, asegurar el suministro de electricidad y el uso más eficiente posible de los recursos energéticos. En ese sentido, la coordinación de la operación a mínimo costo del SEIN es dirigida por el COES.

El COES es una entidad privada y autónoma, sin fines de lucro y con personería de Derecho Público. La Ley N° 28832 establece que son integrantes del COES todos los Generadores, Transmisores, Distribuidores y Usuarios Libres. Debe precisarse que el 3 de mayo de 2008 se publicó el Decreto Supremo N° 027-2008-EM, mediante el cual se aprobó el Reglamento del COES, estableciendo que conforman el COES los Integrantes Obligatorios (i) los Generadores cuya potencia instalada sea mayor o igual a 50 MW, (ii) los Transmisores que operen sistemas de transmisión que pertenezcan al Sistema Garantizado de Transmisión o al Sistema Principal de Transmisión, con un nivel de tensión no menor de 138 KV y cuya longitud total de líneas de transmisión no sea menor de 50 Km, de acuerdo con los derechos otorgados, (iii) los Distribuidores cuya máxima demanda coincidente anual de sus sistemas de distribución interconectados al SEIN, sea mayor o igual a 50 MW y (iv) los Usuarios Libres cuya máxima demanda contratada en el SEIN sea mayor o igual a 10 MW; así como, los Integrantes Voluntarios. Mediante Asamblea de Integrantes del COES de fecha 27 de noviembre de 2009 se aprobó el Estatuto vigente del COES.

De acuerdo a lo previsto en la Ley N° 28832, el órgano supremo del COES es la Asamblea integrada por todos los miembros del COES agrupados en cuatro subcomités (generadores, transmisores, distribuidores y Usuarios Libres). El Directorio del COES es el órgano máximo de decisión de esta entidad, en los aspectos no previstos como funciones de la asamblea de integrantes, y está conformado por cinco (5) miembros, cuatro (4) elegidos por cada uno de los cuatro subcomités existentes (de generadores, transmisores, distribuidores y de los Usuarios Libres) y uno (1) por la asamblea de integrantes, quien lo preside.

El COES tiene a su cargo el despacho de las unidades de generación, el cual se realiza sobre la base de los costos variables totales de las mismas. Una unidad de generación que tenga un costo variable total relativamente menor al de las demás unidades generadoras del sistema será despachada y, por lo tanto, generará energía antes que otras unidades generadoras con costos variables relativamente mayores. En general, el costo variable de la última unidad de generación que está siendo despachada establece el costo marginal de corto plazo para todo el SEIN cada quince minutos, siendo este costo marginal el que se utilizará para valorizar las transferencias de energía entre generadores –Mercado de Corto Plazo–. Como resultado de la operación del sistema sobre la base del costo marginal, a cualquier nivel específico de demanda ésta será satisfecha con energía producida por las unidades de generación que están siendo despachadas en un momento dado. Sin perjuicio de ello, se debe señalar, tal como se indicó en el numeral 10.1 precedente, que de conformidad con el Decreto de Urgencia N° 049-2008 y sus ampliaciones, el costo marginal de corto plazo del SEIN se determinará hasta el 31 de diciembre de 2016, considerando que no existe restricción de producción o transporte de gas natural ni de transmisión de electricidad.

La operación del SEIN sobre la base del costo marginal de corto plazo se efectúa sin considerar los términos de los acuerdos contractuales que pudieran existir entre los generadores y sus clientes, ni los precios allí estipulados.

No obstante, se pueden presentar situaciones en las cuales determinadas unidades de generación puedan operar en el sistema por otros motivos, sin que las mismas determinen el costo marginal, conforme lo dispone el numeral 10 del Procedimiento Técnico del COES N° 7, aprobado por Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME el 26 de marzo de 2001 y modificado por resoluciones posteriores del MEM y OSINERGMIN, entre las cuales tenemos: (i) Centrales Térmicas que Regulan Tensión; (ii) Centrales Térmicas Operando a Mínima Carga; (iii) Centrales de Cogeneración Calificadas; (iv) Centrales de Generación que utilizan Recursos Energéticos Renovables y (v) Unidades de Generación que operan por seguridad del SEIN.

Dentro del marco de promoción del uso del gas natural proveniente de los yacimientos de Camisea, el MEM emitió el 11 de abril de 2000 la Resolución Directoral N° 011-2000-EM/DGE la cual aprobó ciertas disposiciones vinculadas a la determinación de las Tarifas en Barra de la energía y el despacho al interior del COES. Posteriormente, el contenido de dicha resolución fue elevado a rango de Decreto Supremo al haber sido íntegramente incorporado en el Decreto Supremo N° 016-2000-EM y posteriormente modificada por el Decreto Supremo N° 034-2001-EM, por el Decreto Supremo N° 055-2002-EM y por el Decreto Supremo N° 014-2006-EM.

En febrero de 2013, mediante Resolución OSINERGMIN N° 020-2013-OS/CD se fijó para el periodo de mayo de 2013 a abril de 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.

10.5. Organismos Reguladores y Supervisores

En términos generales, las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad en el Perú se encuentran regidas por la LCE y su reglamento. Dentro del marco regulatorio del sector existen entidades encargadas de velar por la implementación y el cumplimiento de las normas aplicables a las actividades del sector eléctrico. Dichas entidades son el MEM, OSINERGMIN y el OEFA, como organismo público técnico especializado con personería jurídica de Derecho Público Interno, constituyéndose en pliego presupuestal adscrito al MINAM y encargado de la fiscalización, la supervisión, el control y la sanción en materia ambiental.

El MEM tiene a su cargo establecer la política general del sector energía y minas, regular o reglamentar materias relativas a la protección del ambiente y el otorgamiento, y terminación o caducidad de autorizaciones y concesiones para el desarrollo de las actividades de generación, transmisión o distribución de electricidad, entre otras.

El OSINERGMIN tiene a su cargo velar por el cumplimiento de las disposiciones contenidas en las Leyes Aplicables para las actividades del sector y de sancionar a quienes las incumplan conforme al Reglamento de Supervisión de Actividades Energéticas y Mineras de OSINERGMIN aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 171-2013-OS/CD; a la Tipificación de las Infracciones y Escala de Multas y Sanciones de OSINERGMIN aprobada por la Resolución N° 028-2003-OS-CD y sus modificatorias; y, a la Tipificación y Escala de Multas y sanciones aplicables en la verificación de cumplimiento de resoluciones emitidas por los Cuerpos Colegiados o por el Tribunal de Solución de Controversias, aprobada por Resolución N° 378-2008-OS-CD, modificada por Resolución N° 089-2010-OS/CD.

A partir del 10 de mayo de 2001, la Comisión de Tarifas de Energía (CTE) se incorporó al OSINERGMIN, creándose la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (OSINERGMIN-GART).

La OEFA tiene por finalidad asegurar el cumplimiento de la legislación ambiental por parte de todas las personas naturales o jurídicas, incluidas las empresas del sector eléctrico, así como supervisar y garantizar que las funciones de evaluación, supervisión, fiscalización, control y potestad sancionadora en materia ambiental, a cargo de las diversas entidades del Estado.

Adicionalmente, conforme a las últimas disposiciones emitidas, Ley N° 29783 – Ley de Seguridad y Salud en el Trabajo y su Reglamento, se estableció que es competencia del Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo (MTPE) la realización de la supervisión y sanción del cumplimiento de la normativa en materia de seguridad y salud en el trabajo, incluyendo al subsector eléctrico. Dichas competencias fueron transferidas de OSINERGMIN al Ministerio de Trabajo mediante Decreto Supremo N° 002-2012-TR. La Ley tiene como objetivo promover una cultura de prevención de riesgos laborales, estableciendo obligaciones mínimas para los empleadores que garanticen la seguridad de sus trabajadores, contratistas o público en general que se encuentre dentro de las instalaciones donde la empresa desarrolla sus actividades. Adicionalmente, se establece la facultad del MTPE de imponer sanciones administrativas y penales en los casos de accidentes y daños para la salud originados como consecuencia de actividades laborales.

Por su parte, OSINERGMIN continúa ejerciendo la supervisión y fiscalización en materia de seguridad de infraestructuras, conforme a lo señalado por la Ley N° 29901, publicada el 12 de julio de 2012.

El 15 de enero de 2013 se aprobó la Ley N° 29981 que crea la Superintendencia Nacional de Fiscalización Laboral (SUNAFIL), cuya finalidad es de ser el organismo técnico especializado, adscrito al Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo, responsable de promover, supervisar y fiscalizar el cumplimiento del ordenamiento jurídico socio-laboral y el de seguridad y salud en el trabajo.

Cabe precisar que el aprovechamiento de los recursos hídricos, se rige bajo lo dispuesto por la Ley de Recursos Hídricos - Ley N° 29338 y su Reglamento aprobado por el Decreto Supremo N° 001-2010-AG. Estas normas regulan el uso y gestión de los recursos hídricos, teniendo como finalidad normar el uso y gestión integrada del agua, así como, la actuación del Estado y la de los particulares en dicha gestión; de manera tal que el uso de los recursos hídricos se condicione a su disponibilidad y uso eficiente.

Por su parte la Autoridad Nacional del Agua, creada a través del Decreto Legislativo N° 997, es el organismo encargado de realizar las acciones necesarias para el aprovechamiento multisectorial y sostenible de los recursos hídricos por cuencas hidrográficas, en el marco de la gestión integrada de los recursos naturales y de la gestión de la calidad ambiental nacional, el mismo que realiza la vigilancia y fiscalización del cumplimiento de la normativa en materia de gestión de los recursos hídricos y el cumplimiento de los estándares de calidad ambiental de los mismos.

El MINAM tiene a su cargo desarrollar, dirigir, supervisar y ejecutar la política nacional del ambiente. Asimismo, cumple la función de promover la conservación y el uso sostenible de los recursos naturales, la diversidad biológica y las áreas naturales protegidas.

El 20 de diciembre de 2012 con la Ley N° 29968 se creó el Servicio Nacional de Certificación Ambiental para las Inversiones Sostenibles (SENACE), como un organismo público técnico especializado, adscrito al MINAM. El SENACE es el ente encargado de revisar y aprobar los Estudios de Impacto Ambiental detallados (EIA), que impliquen el desarrollo de actividades, construcciones, obras y otras actividades comerciales y de servicios que puedan causar impactos ambientales significativos, salvo los EIA que se excluyan por Decreto Supremo. El Decreto Supremo N° 003-2013-MINAM estableció el cronograma y plazos para el proceso de implementación del SENACE, el cual está previsto para el 2016.

10.6. Ventas de Empresas de Generación

Los generadores pueden realizar transacciones a precios libremente negociados, a precios resultantes de las licitaciones que convoquen las empresas de distribución o a tarifas establecidas por la autoridad competente según se ha indicado anteriormente. Tales ventas pueden realizarse bajo contratos bilaterales con empresas distribuidoras los cuales serán como máximo a Tarifa en Barra o contratos con empresas distribuidoras producto de Licitaciones o contratos bilaterales con Usuarios Libres, en los cuales los precios a nivel generación son libremente pactados. Asimismo, las empresas generadoras pueden vender su energía a otras empresas de generación en el Mercado de Corto Plazo. Los generadores son libres de determinar las partes con las cuales contratan.

El Reglamento de Usuarios Libres, establece los aspectos generales de contratación que deberán ser considerados por los generadores, en la suscripción de contratos de suministros de energía eléctrica con los Usuarios Libres, dentro de los cuales se encuentran, entre otros: (i) criterios para establecer la barra de referencia de generación correspondiente al punto de suministro; (ii) la obligación de consignar de manera separada los precios por los conceptos involucrados en la prestación del suministro; y (iii) descripción de las condiciones de calidad del suministro en atención a las NTCSE.

En línea con lo establecido en la Ley N° 28832, el 11 de junio de 2011 se publicó el Decreto Supremo N° 027-2011-EM que aprobó el Reglamento del Mercado de Corto Plazo de Electricidad que regula la participación en este mercado de los Usuarios Libres y Distribuidores para atender a sus Usuarios Libres. Sin embargo, como se mencionó la entrada en vigencia del Reglamento del Mercado de Corto Plazo se postergó hasta el 1 de enero de 2016 y además que se encuentra en revisión por parte del MEM.

10.7. Ventas a Usuarios Regulados (empresas distribuidoras)

Las ventas de electricidad que realizan los generadores a las empresas de distribución para que éstas atiendan el suministro del Servicio Público de Electricidad se efectúan (i) mediante Contratos sin Licitación, cuyos precios no podrán ser superiores a la Tarifa en Barra fijada por OSINERGMIN (la Tarifa en Barra); o (ii) mediante Contratos productos de Licitaciones, en cuyo caso el precio del contrato será aquel que ofrezca cada postor, teniendo como precio máximo aquel que fije OSINERGMIN para cada proceso de licitación. El referido precio máximo no es público, convirtiéndose público únicamente en caso de que no se obtuvieran ofertas suficientes para cubrir toda la demanda licitada a un precio inferior o igual al precio máximo. Las Tarifas en Barra comprenden el Precio de la Potencia de Punta en Barra, el Precio de Barra de Energía, los cargos o Peajes de Transmisión y las Pérdidas de Transmisión determinadas para cada barra del Sistema Interconectado.

Los Precios de Barra de Energía son fijados por OSINERGMIN luego de comparar el promedio de los precios de mercado con los precios teóricos obtenidos mediante un modelo de optimización de la operación de mediano plazo, luego de la revisión de las propuestas del Subcomité de Generadores y el Subcomité de Transmisores.

Al respecto, de conformidad con la Segunda Disposición Complementaria Final y la Tercera Disposición Complementaria Transitoria de la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, aprobada por Ley N° 28832, las Tarifas en Barra que aprueba OSINERGMIN no pueden diferir en más del 10% del precio promedio de las licitaciones del mercado regulado. Mientras la energía adquirida mediante Licitaciones sea inferior al treinta por ciento (30%) de la demanda de energía de los Usuarios Regulados del SEIN, la comparación de las tarifas con los precios libres se hará con la media ponderada de los precios obtenidos de las Licitaciones y los precios de los contratos con los Usuarios Libres. Si las Tarifas en Barra difieren en más del 10%, éstas se ajustarán para no exceder dicho límite.

Las Tarifas en Barra son establecidas por OSINERGMIN con una periodicidad anual y entran en vigencia en mayo de cada año, luego de haber sido debidamente publicadas oficialmente. No obstante que las Tarifas en Barra son establecidas en Nuevos Soles, los cálculos utilizados para determinar dichas tarifas son efectuados en Dólares. Las Tarifas en Barra son reajustadas automáticamente conforme a la fórmula establecida en la respectiva fijación tarifaria publicada por OSINERGMIN cuando alguno de los factores de actualización relacionados con la variación en los precios de los combustibles, índice de precios al por mayor, tasa arancelaria, o tipo de cambio, por separado o en su conjunto, se incremente o disminuya en más del 5% respecto a los valores de los mismos factores empleados en la última actualización.

Las empresas de distribución pueden adquirir electricidad de las empresas generadoras para venderla a sus propios Usuarios Libres. Tales adquisiciones no se encuentran sometidas a las Tarifas en Barra.

10.8. Ventas a Usuarios Libres

Los generadores pueden vender electricidad a Usuarios Libres. En estos casos, los precios de la electricidad (energía y potencia) son libremente negociados, pero las tarifas y compensaciones por el uso de las redes de transmisión (tanto de SPT como de SST) y de distribución, de ser el caso, se encuentran sujetas a regulación por OSINERGMIN. Se excluye de dicha regulación de precios las compensaciones por el uso de SST y de distribución acordadas con anterioridad a la entrada en vigencia de la Ley N° 27239, el 25 de diciembre de 1999, que continuarán rigiéndose por sus términos.

Asimismo, OSINERGMIN ha implementado mayor regulación en materia de comercialización de electricidad a Usuarios Libres, mediante Resolución N° 1089-2001-OS/CD, publicada el 9 de julio de 2001, se aprobó el Procedimiento para Aplicación de los Cargos por Transmisión y Distribución a Usuarios Libres y mediante Resolución N° 091-2003-OS/CD, publicada el 22 de junio de 2003, se aprobó el Procedimiento para Fijar las Condiciones de Uso y Acceso Libre a los Sistemas de Transmisión y Distribución Eléctrica. Posteriormente, con el Artículo 14 de la Resolución de OSINERGMIN N° 279-2009-OS-CD, publicado el 19 de diciembre de 2009, se precisa que desde la emisión de la Resolución OSINERGMIN N° 184-2009-OS-CD, han quedado sin efecto los aspectos referidos a los SST, contenidos en la Resolución N° 1089-2001-OS/CD.

Las ventas a los Usuarios Libres con los cuales el Emisor tiene suscritos contratos se realizan a los precios, términos y condiciones establecidos en los respectivos contratos. En el caso de los nuevos contratos que puedan ser celebrados con Usuarios Libres, el Emisor deberá respetar los criterios mínimos y procedimientos previstos en el Reglamento de Usuarios Libres.

10.9. Transferencia en el Mercado de Corto Plazo

Las transferencias de energía entre generadores efectuadas a través del COES se valorizan al costo marginal de corto plazo. Las transferencias de potencia de punta entre generadores efectuadas por el COES se valorizan a partir del Precio de Potencia de Punta en Barra.

Toda la energía producida conforme al programa de despacho establecido por el COES es inyectada por los generadores al SEIN y retirada del mismo por los generadores para atender a sus clientes (empresas distribuidoras o Usuarios Libres, según sea el caso). Toda la energía inyectada por un generador es valorizada por el COES al costo marginal de corto plazo. Toda la energía retirada por un generador para atender a un cliente asociado a un generador determinado también es valorizada al costo marginal de corto plazo. El COES liquida mensualmente la energía inyectada y retirada por cada generador y retirada por sus respectivos clientes, estableciendo el saldo neto de cada generador por las transferencias de energía efectuadas entre generadores durante tal período. Las sumas a pagar por tales saldos netos son facturadas y cobradas directamente por la respectiva empresa de generación que tenga saldo a su favor y no por el COES.

En lo que respecta a las transferencias de potencia de punta entre generadores, estas son determinadas por el COES mensualmente a partir del balance negativo o positivo que resulte de considerar, de un lado, la capacidad que cada generador garantiza al sistema, dependiente del control de indisponibilidad de las unidades del generador durante el período; y, del otro lado, la demanda de los clientes del generador coincidente con la máxima demanda mensual del sistema.

Cabe mencionar que de conformidad con la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de Generación Eléctrica, podrán participar del Mercado de Corto Plazo, además de los generadores, las empresas distribuidoras para atender a sus Usuarios y los Grandes Usuarios Libres (Usuarios Libres con Potencia Contratada mayor o igual a 10 MW). Sin embargo, como ya se ha mencionado, la entrada en vigencia del Reglamento del Mercado de Corto Plazo se postergó hasta el 1 de enero de 2016 y además se encuentra en revisión por parte del MEM.

Por otro lado, en el 2008 se presentaron problemas de congestión en el ducto de transporte de gas que afectaron la generación de las diversas unidades del sistema eléctrico que operan con gas natural proveniente de los yacimientos de Camisea. Por tal motivo, el gobierno dictó durante el año 2008 el Decreto Legislativo N° 1041 que permite que durante períodos de congestión en el suministro de gas, declarados por el MEM, se pueda redistribuir de manera eficiente el gas y/o la capacidad de transporte de gas disponible ya sea entre generadores o entre éstos y clientes industriales. Posteriormente, mediante Decreto Supremo N° 041-2008-EM se reglamentó el artículo 4 del Decreto Legislativo N° 1041, el cual, entre otros aspectos, establece las atribuciones del COES para la determinación de una situación de congestión y regula los supuestos de reasignación del gas y/o la capacidad de transporte de gas natural entre generadores. Adicionalmente, mediante Resolución Ministerial N° 358-2008-MEM/DM posteriormente ampliada mediante Resolución Ministerial N° 430-2009-MEM/DM, se declaró la congestión hasta el 31 de diciembre de 2009.

Posteriormente, como se mencionó anteriormente se publicó el Decreto de Urgencia N° 049-2008 y sus ampliaciones, que establece que desde el 1 de enero de 2009 hasta el 31 de diciembre de 2016 el costo marginal de corto plazo se determinará considerando que no existe restricción en la producción o transporte de gas natural, ni restricción en la transmisión de electricidad, y no podrá ser superior a un valor límite definido por el MEM mediante Resolución Ministerial, siendo esta la forma actual de determinar el CMgl. Actualmente el valor límite establecido es S/. 313.50 por MWh, determinado mediante Resolución Ministerial N° 607-2008-MEM-DM. Los sobrecostos de las unidades de generación que operen por despacho económico y cuyo costo variable total sea mayor al CMgl son compensados por los usuarios finales vía un cargo adicional al PCSPT.

10.10. Autorizaciones y Concesiones

Las autorizaciones y concesiones para realizar actividades en el sector eléctrico son otorgadas por el MEM o los Gobiernos Regionales, según corresponda. Cuando no sea necesario el otorgamiento de autorización ni concesión, las actividades de generación, transmisión y distribución podrán ser efectuadas libremente, cumpliendo las normas técnicas y las disposiciones de conservación del medio ambiente y del Patrimonio Cultural de la Nación, debiendo informar al MEM, de acuerdo a lo previsto en el Reglamento de la LCE.

De acuerdo a lo dispuesto por la LCE, el MEM puede otorgar concesiones temporales o definitivas. Las primeras se otorgan para la realización de estudios de factibilidad y cuentan con un plazo de vigencia de dos (2) años, pudiendo ser ampliadas por un (1) año adicional, sólo por razones que constituyan caso fortuito o fuerza mayor.

La Concesión Definitiva se otorga por plazo indefinido mediante Resolución Suprema y adquiere carácter contractual cuando se suscribe el respectivo Contrato de Concesión con el Estado Peruano. Asimismo, el contrato debe elevarse a escritura pública. Se requiere de una concesión para desarrollar las siguientes actividades: (i) generación de energía eléctrica que utilice recursos hidráulicos cuando la potencia instalada es mayor a 500 KW, (ii) transmisión de energía eléctrica cuando las instalaciones afecten bienes del Estado y/o requieran imposición de servidumbres por parte de éste, (iii) distribución de energía eléctrica con carácter de servicio público cuando la demanda supere los 500 KW y, (iv) generación de energía eléctrica con Recursos Energéticos Renovables cuando la potencia instalada sea mayor a 500 KW.

Por otro lado, las autorizaciones también se otorgan por plazo indefinido. Se exige autorización para el desarrollo de actividades de generación termoeléctrica cuando la potencia instalada sea superior a 500 KW.

No obstante, de acuerdo al artículo 1 del Decreto Legislativo N° 1221, el plazo de las concesiones definitivas y las autorizaciones que se otorguen como resultado de una licitación pública realizada por el MEM o la entidad que éste encargue, es el plazo fijado en la propia licitación, siendo como máximo treinta (30) años.

En el caso del Emisor, este cuenta con cinco (5) Contratos de Concesión Definitiva de Transmisión eléctrica (4 en operación y 1 en construcción). Dichas Concesiones fueron adjudicadas a favor del Emisor por parte del Estado Peruano.

10.11. Regulación Ambiental

Entre las principales disposiciones en materia ambiental relevantes para las actividades del Emisor se encuentran:

El Decreto Supremo N° 029-1994-EM, que aprueba el Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas, el mismo que tiene como finalidad normar la interrelación de las actividades eléctricas en los sistemas de generación, transmisión y distribución, con el medio ambiente, bajo el concepto de desarrollo sostenible. Asimismo, existe la obligación de elaborar y contar con un EIA aprobado para el otorgamiento de nuevas concesiones ; así como la obligación de contar con un Programa de Adecuación y Manejo Ambiental (PAMA) para adecuar las operaciones a los límites máximos permisibles o a la nueva regulación ambiental.

Los Límites Máximos Permisibles para efluentes líquidos producto de las actividades de generación han sido definidos a través de la Resolución Directoral N° 008-97-EM/DGAA con el fin de controlar los efluentes líquidos producto de las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Asimismo es aplicable el Programa de Adecuación de Vertimiento y Reuso de Agua Residual – PAVER (Decreto Supremo N° 001-2010-AG). Los Estándares de Calidad Ambiental para Agua (Decreto Supremo N° 002-2008-MINAM) establecen los niveles de concentración o el grado de elementos, sustancias o parámetros físicos, químicos y biológicos presentes en el agua, en su condición de cuerpo receptor y componente básico de los ecosistemas acuáticos, que no representa riesgo significativo para la salud de las personas ni para el ambiente. Los Estándares de Calidad Ambiental para Aire (Decreto Supremo N° 003-2009-MINAM) establecen los valores de concentración presentes en el aire que no signifiquen daño significativo para la salud humana y del medio ambiente. Los Estándares de Calidad Ambiental para ruido (Decreto Supremo N° 062-2004-CONAM-PDC) establecen los estándares primarios de calidad ambiental para ruido en el ambiente exterior, los mismos que no deben excederse a fin de proteger la salud humana tomando en cuenta las zonas de aplicación y los horarios. Los Estándares de Calidad Ambiental para radiaciones no ionizantes (Decreto Supremo N° 010-2005-PCM) se basan sobre las recomendaciones establecidas por la Comisión Internacional para la protección contra Radiaciones no Ionizantes - ICNIRP. Este es un organismo científico vinculado a la Organización Mundial de la Salud OMS, creado en 1992 con el objetivo de investigar los riesgos que pudieran resultar de la exposición a este tipo de radiaciones electromagnéticas y desarrollar técnicas de protección. Mediante Decreto Supremo N° 002-2013-MINAM y Resolución Ministerial N° 085-2014-MINAM, se establecen los Estándares de Calidad Ambiental para Suelo y las Guías para el muestreo de suelos y para la elaboración de planes de descontaminación de suelos los cuales se vienen implementando.

En el caso que no existan estándares o límites máximos permisibles establecidos por las leyes peruanas, entonces resultan de aplicación los estándares establecidos por reconocidas organizaciones internacionales (por ejemplo, el Banco Mundial).

Bajo el alcance de la Ley General de Residuos Sólidos N° 27314 y su Reglamento (Decreto Supremo N° 057-2004-PCM) se asegura la gestión y el manejo de los residuos sólidos apropiados, para prevenir riesgos sanitarios, promover y proteger la calidad ambiental, la salud y el bienestar de la persona humana.

Adicionalmente, diversas instalaciones del Emisor se encuentran comprendidas bajo los alcances de los correspondientes EIAs o PAMAs debidamente aprobados por el MEM.

Cabe mencionar, que por Decreto Legislativo N° 1013, Ley de Creación, Organización y Funciones del Ministerio del Ambiente, publicado en el Diario Oficial "El Peruano" el 14 de mayo de 2008, se creó el Ministerio del Ambiente como organismo rector del sector ambiental. Su objetivo es conservar el ambiente, de modo tal que se propicie y asegure el uso sostenible, responsable, racional y ético de los recursos naturales y del medio que los sustenta, que permita contribuir al desarrollo integral social, económico y cultural de la persona humana, en permanente armonía con su entorno, y así asegurar a las presentes y futuras generaciones el derecho a gozar de un ambiente equilibrado y adecuado para el desarrollo de la vida.

Por medio de la Ley N° 27446; y su Reglamento aprobado por el Decreto Supremo N° 019-2009-MINAM, se aprueba el Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental (SEIA), el mismo que tiene como finalidad regular la efectiva identificación, prevención, supervisión, control y corrección anticipada de los impactos ambientales negativos; por medio de los instrumentos de gestión ambiental. El MINAM, es el organismo rector, y coordina su aplicación técnica con las diferentes autoridades competentes, las cuales según sus competencias asignadas pueden ser autoridades sectoriales nacionales, autoridades regionales y autoridades locales. Toda actividad humana que implique construcciones, obras, servicios y otras actividades, así como las políticas, planes y programas públicos susceptibles de causar impactos ambientales de carácter significativo, está sujeta al SEIA.

Asimismo, por medio del Decreto Legislativo N° 1013, se dispone la creación del OEFA, el cual es un organismo público, técnico especializado, adscrito al MINAM. El OEFA es el ente rector del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental (SINEFA), conforme a lo señalado por medio de la Ley N° 29325. Así, el OEFA tiene la responsabilidad de verificar el cumplimiento de la legislación ambiental por todas las personas naturales y jurídicas; a través de las funciones de evaluación, supervisión, fiscalización, control, potestad sancionadora y aplicación de incentivos en materia ambiental.

Cabe precisar que el OEFA, cuenta con un Tribunal de Fiscalización Ambiental el cual ejerce las funciones de última instancia administrativa, sus resoluciones son de obligatorio cumplimiento y pueden considerarse como precedente de observancia obligatoria cuando así lo establezca.

Luego de la creación del OEFA se dispuso que la transferencia de competencias en materia ambiental, proveniente de los diferentes sectores, se realizaría de manera paulatina. En particular, para el subsector eléctrico se transfirieron las competencias en supervisión de material ambiental de OSINERGMIN al OEFA, por medio del Decreto Supremo N° 01-2010-MINAM, de fecha 21 de enero de 2010, modificado por el Decreto Supremo N° 002-2011-MINAM, de fecha 22 de enero de 2011, se entiende la transferencia efectiva de dichas facultades a partir del 4 de marzo de 2011.

Actualmente el OEFA cuenta con cuadros de tipificaciones que regulan los montos de las infracciones administrativas y establecen las escalas de sanciones relacionadas con el incumplimiento de los Límites Máximos Permisibles (Resolución de Consejo Directivo N° 045-2013-OEFA/CD), eficacia de la fiscalización ambiental (Resolución de Consejo Directivo N° 042-2013-OEFA/CD), instrumentos de gestión ambiental y el desarrollo de actividades en zonas prohibidas (Resolución de Consejo Directivo N° 049-2013-OEFA/CD) así como con las actividades desarrolladas por los administrados del subsector electricidad (Resolución de Consejo Directivo N° 023-2015-OEFA/CD).

10.12. Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos

Mediante Decreto Supremo N° 020-97-MEM, según ha sido modificado, se aprobó la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) que establece los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos, incluyendo el alumbrado público, y las obligaciones de las empresas del sector eléctrico y los clientes que operan en el marco de la LCE.

La NTCSE estipula que la misma es de aplicación obligatoria para los suministros sujetos a regulación de precios y aplicable a suministros sujetos al régimen de libertad de precios, en todo aquello que las partes no hayan acordado o no hayan pactado en contrario.

La aplicación de las penalidades y compensaciones establecidas por la NTCSE, en los casos que ello corresponda, recién se inició en octubre de 1999 para las empresas del sector. La NTCSE contempla procedimientos de medición, tolerancias y una aplicación por etapas, asignando la responsabilidad de su implementación y aplicación al OSINERGMIN.

El 15 de octubre de 2008, entró en vigencia la Base Metodológica para la aplicación de la NTCSE, aprobada mediante Resolución N° 616-2008-OS/CD y el 10 de enero de 2009 entró en vigencia el Procedimiento para la Supervisión de la NTCSE aprobado mediante Resolución N° 686-2008-OS/CD.

Mediante Decreto Supremo N° 015-2009-EM modificado por el Decreto Supremo N° 059-2009-EM se suspendió temporalmente desde el 23 de agosto de 2009 hasta el 31 de diciembre de 2011 el pago de compensaciones según la NTCSE, en caso la mala calidad sea causada por mitigar o superar la congestión de instalaciones de transmisión de electricidad y/o por incrementar el nivel de cortocircuito.

Por otro lado, el Decreto Supremo N° 040-2011-EM, publicado el 20 julio de 2011, dispuso que si en los períodos declarados en situación excepcional por el MEM, conforme a lo previsto en la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados aprobada por Resolución Directoral N° 014-2005-EM/DGE, o la que la sustituya, se producen deficiencias en la calidad del servicio debido estrictamente a las disposiciones de operación emitidas por el COES, no se aplicarán sanciones y/o compensaciones económicas por la NTCSE.

Mediante Resolución Ministerial N° 529-2013-MEM/DM se dispuso la suspensión del pago de compensaciones al punto de suministro Pucallpa 60 KV del Cliente Regulado Electro Ucayali, declarando en situación excepcional la operación del SEIN entre las S.E. Aguaytia y Pucallpa a partir del 29 de noviembre de 2013 y hasta (i) la puesta en operación de la C.T. reserva fría de 40 MW como generación local (fecha prevista de ingreso en operación el 3 de noviembre de 2015) o (ii) el reforzamiento de la línea 138 KV Aguaytia – Pucallpa (cuya fecha de ingreso en operación está próxima a ocurrir), lo que ocurra primero. Asimismo, también se encuentra suspendido el pago de compensaciones al punto de suministro Cobriza II 69 KV del Cliente Regulado Electrocentro el cual mediante carta COES/D/DO-423-2013 declaró congestión debido a falta de capacidad de transmisión de la red 69 KV Cobriza I – Cobriza II. Por otro lado, OSINERGMIN informó que mediante Resolución Ministerial N° 292-2013-MEM/DM publicada el 27 de julio de 2013, le ha encargado a ProInversión la licitación de la "Línea de Transmisión 220 KV Friaspata – Mollepata y S.E. Orcotuna 220/60 KV", cuya puesta en operación está prevista para el 19 de diciembre de 2016, con lo cual se superaría la falta de capacidad de transmisión.

El 11 de setiembre de 2010 se aprobó el Decreto Supremo N° 057-2010-EM, por el cual se modificó el numeral 3.5 de la NTCSE, estableciéndose las bases del procedimiento de asignación de responsabilidad, así como obligaciones y supuestos de responsabilidad por infringir la norma.

El 20 de mayo de 2012 fue aprobado el Procedimiento Técnico 40 "Procedimiento para la aplicación del numeral 3.5 de la NTCSE", publicado mediante la Resolución Ministerial N° 237-2012-MEM/DM. En este nuevo procedimiento se establecen los criterios para el proceso de análisis de los eventos que ocasionan transgresiones a la calidad del producto y/o suministro, a fin que el COES asigne responsabilidades por dichas transgresiones conforme a la NTCSE. Asimismo, se establecen los requerimientos de información para determinar los resarcimientos a ser pagados por los responsables, correspondientes a las compensaciones conforme a los criterios fijados en la NTCSE y su base metodológica.

La NTCSE, en lo que respecta al Emisor, estipula determinados indicadores de calidad de producto (tensión, frecuencia y perturbaciones) y de calidad de servicio (interrupciones) aplicables tanto a sus actividades de generación como de transmisión de electricidad, en la medida que esté obligado a permitir el uso de sus sistemas de transmisión.

En el caso del Emisor, la NTCSE es de aplicación muy limitada en la relación con sus Usuarios Libres por cuanto en los contratos respectivos se incluyen estipulaciones sobre sanciones y compensaciones por interrupciones y mala calidad de servicio, estando limitada la responsabilidad del Emisor por la NTCSE en los casos que permita el uso de sus sistemas de transmisión por terceros. Sin embargo, por su condición de titular de instalaciones de transmisión de sistemas secundarios, en algunos casos el Emisor presta servicios de transmisión a terceros bajo el esquema regulado de acceso abierto respecto de los cuales es de aplicación la regulación de la NTCSE "Compensaciones por Interrupciones y Mala Calidad de Servicio", estando limitada la responsabilidad del Emisor por la NTCSE en los casos que permita el uso de sus sistemas de transmisión por terceros.

10.13. Congestión de Líneas de Transmisión en el SEIN

Con fecha 25 de noviembre de 2007 se publicó el Decreto de Urgencia N° 046-2007, cuya vigencia se extendía hasta el 31 de diciembre de 2010, mediante el cual se dictaron medidas extraordinarias para afrontar los problemas de congestión en las instalaciones de transmisión del SEIN, estableciéndose que en estos casos, el COES debe despachar unidades de generación fuera del orden de mérito de costos variables, tomando en cuenta los criterios de optimización en la operación del SEIN. De esta forma, los costos variables de dichas unidades no serían considerados para la determinación de los costos marginales del SEIN.

El sobrecosto incurrido era compensado por los generadores en proporción a los retiros netos positivos de energía que realicen durante el período de congestión.

Sin embargo el Decreto de Urgencia N° 049-2008, referido en la sección "Transferencias en el Mercado de Corto Plazo", derogó el Decreto de Urgencia N° 046-2007 antes mencionado conforme a lo indicado en dicha sección, y establece que los costos marginales de corto plazo del SEIN se determinarán considerando que no existe restricción de producción o transporte de gas natural ni de transmisión de electricidad, y que la diferencia entre los costos variables de operación en que incurran las centrales que operan con costos variables superiores a los costos marginales, calculados sin las citadas restricciones y dichos costos marginales, serán compensados por los usuarios finales vía un cargo adicional al PCSPT, conforme a lo indicado en la mencionada sección.

Por otro lado, con la Ley N° 28832 se implementó un mecanismo para asegurar el desarrollo del sistema de transmisión de manera permanente, con lo cual se minimiza la ocurrencia de congestión en las Líneas de Transmisión. Así, el COES actualiza cada dos años el Plan de Transmisión y el MEM lo aprueba. Seguidamente el Estado a través de ProInversión licita la construcción y operación de estas líneas, las que son remuneradas vía el peaje de transmisión.

10.14. Suministro de Electricidad para el Mercado Regulado Sin Contratos

El 18 de diciembre de 2008, se publicó el Decreto de Urgencia N° 049-2008, el cual establece que los retiros físicos de potencia y energía del SEIN, que efectúen las empresas distribuidoras de electricidad, para atender la demanda de sus Usuarios Regulados, sin contar con los respectivos contratos de suministro con las empresas generadoras, serán asignados a las empresas generadoras de electricidad, valorizados a Precios en Barra de mercado regulado, en proporción a la energía firme eficiente anual de cada generador menos sus ventas de energía por contratos.

En el caso de los retiros sin contrato, los costos variables adicionales con respecto a los Precios de Energía en Barra en que incurran las centrales para atender dichos retiros, serán incorporados en el Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión. Dicho Decreto de Urgencia fue reglamentado por la Resolución del Consejo Directivo OSINERGMIN N° 001-2009-OS-CD.

De acuerdo a la normativa actual, los dispositivos antes indicados estarán vigentes hasta el 31 de diciembre de 2016. Cabe mencionar que con la Ley N° 28832 se creó el mecanismo de licitaciones conducido por los Distribuidores para atender a su demanda de servicio público, con este mecanismo se minimiza el riesgo que presenten consumos de electricidad sin respaldo contractual.

10.15. Interrupción Total o Parcial de Suministro de Gas Natural

El Decreto de Urgencia N° 049-2008 estableció un único criterio para la determinación de los costos marginales, considerando que no existe restricción de producción o transporte de gas natural ni de transmisión de electricidad. La diferencia entre los costos variables de operación en que incurran las centrales que operan con costos variables superiores a los costos marginales (calculados sin considerar las citadas restricciones) es cubierta mediante un cargo adicional en el PCSPT.

Por otro lado, el Decreto Supremo N° 050-2012-EM, establece que ante situaciones de emergencia que escapen del control de los Productores, Concesionarios de Transporte de Gas Natural y/o Concesionarios del Servicio de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos y afecten la producción, el transporte o el suministro de Gas Natural y/o de Líquidos de Gas Natural o la distribución de Gas Natural, originando la imposibilidad de entregar, transportar o distribuir total o parcialmente volúmenes de Gas Natural para cubrir los servicios o volúmenes autorizados, los Productores, los Concesionarios de Transporte de Gas Natural y/o los Concesionarios del Servicio de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, activarán un mecanismo de emergencia

Adicionalmente, el 9 de febrero de 2013 se aprobó la Resolución Directoral N° 014-2013-EM-DGE, mediante la cual se establece que cuando se active el referido mecanismo de emergencia, el COES considerará en la reprogramación de la operación el correspondiente volumen del Gas Natural disponible para los generadores, aplicando el criterio de eficiencia que permita el máximo aprovechamiento de dicho combustible para la generación eléctrica.

11. Procesos Judiciales, Arbitrales o Procedimientos Administrativos

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

Sin perjuicio de ello, al 30 de junio de 2015, el Emisor tiene los siguientes procesos:

Situaciones contingentes del sector energía

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

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

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

El Emisor provisionó un importe de S/. 4.2 millones (equivalentes a US\$ 1.3 millones), los cuales han sido reconocidos por el Emisor al 30 de junio de 2015 (US\$ 1.4 millones al 31 de diciembre de 2014), esta provisión se realizó en caso de obtener un resultado adverso en el arbitraje. Esta provisión se efectuó considerando la diferencia entre, de ser el caso, lo que el Emisor 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.

12. Información Financiera Seleccionada del Emisor

La información financiera seleccionada ha sido obtenida de los estados financieros auditados del Emisor y de las notas explicativas correspondientes al 31 de diciembre de 2013 y 2014, así como de los estados financieros trimestrales no auditados al 30 de junio de 2014 y 2015. Los estados financieros del Emisor a diciembre de 2013 y 2014 han sido auditados por Beltrán, Gris y Asociados S. Civil de R.L., firma miembro de Deloitte. Los estados financieros a junio de 2014 y 2015 no han sido auditados, aunque en opinión de la administración del Emisor, presentan razonablemente, en todos sus aspectos importantes, la situación financiera del Emisor a dicha fecha. Los estados financieros han sido elaborados conforme a las NIIF y se encuentran adjuntos al presente Prospecto Marco en calidad de Anexos II y III.

Para una discusión de la administración del Emisor acerca del resultado de sus operaciones y su situación financiera, es importante que el potencial inversionista en los Bonos revise la sección “Análisis y discusión de la administración acerca del resultado de las operaciones y de la situación económica y financiera”.

12.1. Información de los Estados Financieros

Información de los Estados de Resultados

Cifras en Miles de Dólares	Por los 12 meses terminados el 31 de diciembre de		Por los 6 meses terminados el 30 de junio de	
	2014	2013	2015	2014 ¹
Ingresos	618,881	609,917	345,805	310,324
Costo de Ventas	-353,812	-365,693	-188,409	-178,041
Utilidad Bruta	265,069	244,224	157,396	132,283
Margen Bruto (%)	42.8%	40.0%	45.5%	42.6%
Gastos Administrativos	-24,636	-26,092	-11,303	-11,176
Otros Gastos Operacionales (Neto)	-2,129	7,811	239	356
Utilidad Operativa	238,304	225,943	146,332	121,463
Margen Operativo (%)	38.5%	37.0%	42.3%	39.1%
Gastos Financieros (Neto)	-39,539	-40,141	-17,176	-19,149
Utilidad antes de Impuestos a la Renta	198,765	185,802	129,156	102,314
Impuesto a la Renta	-61,197	-58,379	-29,111	-30,213
Utilidad Neta	137,568	127,423	100,045	72,101
Margen Neto (%)	22.2%	20.9%	28.9%	23.2%

Fuente: Estados Financieros Anuales Auditados e Intermedios No Auditados de EnerSur

- Existe una diferencia por US\$ 255 mil en el costo de ventas y gastos administrativos respecto a la información del mismo periodo trimestral a Junio 2014 informado oportunamente, debido a una reclasificación del gasto por seguros (en Junio 2014 se reportó como gasto administrativo debiendo ser gasto operativo).

Información de los Estados de Situación Financiera

Cifras en Miles de Dólares	Al 31 de diciembre de		Al 30 de junio de	
	2014	2013	2015	2014
Efectivo y Equivalente	28,530	25,485	16,800	32,996
Cuentas por Cobrar (Comerciales y Otras)	79,047	106,369	93,889	72,834
Impuesto a las Ganancias	-	3,379	-	1,184
Inventarios	82,770	78,798	78,076	77,624
Gastos Pagados por Anticipado	7,141	7,179	4,631	5,276
Total Activos Corrientes	197,488	221,210	193,396	189,914
Gastos Pagados por Anticipado	30,475	27,725	31,910	29,111
Propiedades, Planta y Equipo (Neto)	1,380,136	1,161,747	1,508,116	1,247,526
Activos Intangibles	512	147	536	621
Otros Activos No Corrientes	115,481	107,315	120,646	111,833
Total Activos No Corrientes	1,526,604	1,296,934	1,661,208	1,389,091
Total Activos	1,724,092	1,518,144	1,854,604	1,579,005
Pasivos Financieros	192,200	199,900	217,129	141,825
Cuentas por Pagar (Comerciales y Otras)	39,942	42,285	33,006	40,920
Otros Pasivos Corrientes	29,954	19,990	36,398	8,256
Total Pasivo Corriente	262,096	262,175	286,533	191,001
Pasivos Financieros	622,837	533,344	649,104	597,458
Otros Pasivos No Corrientes	102,801	83,872	101,571	99,447
Total Pasivo No Corriente	725,638	617,216	750,675	696,905
Total Pasivos	987,734	879,391	1,037,208	887,906
Capital Social	255,001	255,001	255,001	255,001
Resultados Acumulados	454,959	372,848	535,364	424,878
Otras Cuentas del Patrimonio	26,398	10,904	27,031	11,220
Total Patrimonio	736,358	638,753	817,396	691,099
Total Pasivo y Patrimonio	1,724,092	1,518,144	1,854,604	1,579,005

Fuente: Estados Financieros Anuales Auditados e Intermedios No Auditados de EnerSur

Indicadores Financieros

Cifras en Miles de Dólares	Por el periodo terminado el 31 de diciembre de		Por el periodo terminado el 30 de junio de	
	2014	2013	2015	2014
Índices de Liquidez				
Prueba Corriente	0.75x	0.84x	0.67x	0.99x
Prueba Ácida	0.41x	0.52x	0.39x	0.56x
Índices de Solvencia				
Endeudamiento Patrimonial	1.34x	1.38x	1.27x	1.28x
Endeudamiento de Largo Plazo	0.53x	0.53x	0.50x	0.56x
Índices de Rentabilidad				
Rentabilidad sobre Activos (ROA)	8.0%	8.4%	8.9%	8.8%
Rentabilidad sobre Patrimonio (ROE)	18.7%	19.9%	20.2%	20.1%

Fuente: Estados Financieros Anuales Auditados e Intermedios No Auditados de EnerSur

Prueba Corriente	Total Activo Corriente / Total Pasivo Corriente
Prueba Ácida	(Total Activo Corriente – Existencias – Gastos Pagados por Anticipado) / Total Pasivos Corrientes
Endeudamiento Patrimonial	Total Pasivo / Total Patrimonio
Endeudamiento de Largo Plazo	Pasivo No Corriente / (Inmuebles, Maquinaria y Equipo, Neto + Activos Intangibles)
Rentabilidad sobre Patrimonio	Utilidad Neta LTM / Total Patrimonio
Rentabilidad sobre Activos	Utilidad Neta LTM / Total Activo

13. Análisis y Discusión de la Administración acerca del Resultado de las Operaciones y de la Situación Económica y Financiera

13.1. Análisis de los Resultados Acumulados 31 de Diciembre de 2014 y 2013

Ingresos Operativos

Los Ingresos Operativos registrados por EnerSur al cierre de 2014 fueron de US\$ 618.9 millones, 1.5% mayores respecto al ejercicio anterior (US\$ 609.9 millones). El incremento se debió a los mayores ingresos por venta de potencia y peaje a Clientes Libres por los nuevos contratos firmados durante el año.

Utilidad Bruta

En el 2014, el Costo de Ventas fue de US\$ 353.8 millones, menor en 3.3% respecto al 2013 (US\$ 365.7 millones). Esta reducción se debe principalmente a menores costos de combustible, principalmente carbón y petróleo (R500 y diésel), producto de la menor generación de las centrales C.T. ILO21 y C.T. ILO1. Como consecuencia de ello el Margen Bruto fue de 42.8% (US\$ 265.1 millones), 2.8% por encima al margen alcanzado en el periodo anterior de 40.0% (US\$ 244.2 millones).

Utilidad Operativa

Los Gastos de Administración en el 2014 fueron de US\$ 24.6 millones, 5.7% menores a los de 2013 (US\$ 26.1 millones), debido principalmente a menores gastos por cargas de personal y otros gastos de gestión. El margen operativo en el año fue de 38.5% vs. 37.0% alcanzado en el 2013.

En el 2014, los Otros Ingresos (US\$ 2.2 millones) se redujeron con respecto a los de 2013 (US\$ 8.4 millones), principalmente porque en el 2013 se recibieron ingresos por (i) reembolso del seguro por un siniestro ocurrido en la C.T. ILO1 en el 2011 –reclamo cuyo monto total ascendió a US\$ 4.7 millones–, y (ii) penalidades cobradas a un contratista por un monto de US\$ 2.7 millones.

Gastos e Ingresos Financieros

En el 2014, los Ingresos Financieros (US\$ 0.4 millones) fueron 61.1% menores respecto a los de 2013 (US\$ 1.0 millones), debido principalmente a menores ingresos por depósitos a plazo.

Los Gastos Financieros de 2014 (US\$ 36.9 millones) disminuyeron en un 3.7% respecto a los del año anterior (US\$ 38.3 millones), debido principalmente a menores gastos por intereses a partir de las menores tasas de los préstamos de mediano y corto plazo, sumado a la redención de la Quinta Emisión del Primer Programa de Bonos Corporativos.

Utilidad Neta

La Utilidad Neta del ejercicio 2014 fue de US\$ 137.6 millones, 8.0% mayor a la de 2013 (US\$ 127.4 millones). La Utilidad Básica por Acción Común en el 2014 fue de US\$ 0.271, frente a US\$ 0.251 en el 2013.

Cabe mencionar que durante el cuarto trimestre de 2013 se registraron gastos no recurrentes por aproximadamente US\$ 1.5 millones relacionados a gastos por otros servicios.

Endeudamiento

Al 31 de diciembre del 2014, el 75% de la deuda a la fecha se encuentra en tasa fija mientras que el 25% restante a tasa variable la cual corresponde a: (i) Préstamo de largo plazo por US\$ 100 millones y (ii) Préstamos de corto plazo por US\$ 105 millones con vencimiento hasta marzo de 2016.

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

- i) En junio de 2014 se suscribió un contrato de préstamo sin garantía por la suma de US\$ 100 millones otorgado por los bancos The Bank of Tokyo-Mitsubishi UFJ, Ltd. y Sumitomo Mitsui Banking Corporation (por la suma de US\$ 50 millones cada uno), por un plazo de seis años. Este préstamo fue utilizado para refinanciar las deudas de corto plazo mantenidas a la fecha por el mismo importe cuyos fondos fueron utilizados para financiar activos fijos relacionados a los proyectos Quitaracsa y Nodo Energético

- ii) En julio de 2014 se suscribieron dos contratos de arrendamiento financiero con los bancos BBVA Continental y Banco de Crédito del Perú, cada uno hasta por un monto de US\$ 145 millones y un plazo de siete años y medio, destinados a financiar la construcción del proyecto Nodo Energético Planta Ilo.
- iii) En octubre del 2014 se suscribieron dos contratos de arrendamiento financiero con el banco BBVA Continental por un monto total de hasta US\$ 125 millones por un plazo de ocho años, destinados a financiar la construcción del proyecto de ampliación de la Central Termoeléctrica ChilcaUno.

Al 31 de diciembre de 2014, la Deuda Financiera fue de US\$ 807.7 millones, y se encuentra detallada en la nota 16 de los estados financieros auditados en el Anexo II del presente Prospecto Marco.

13.2. Análisis de los Resultados Acumulados al 30 de Junio de 2015 y 2014

El siguiente análisis de la gerencia del Emisor sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones deberá ser leído conjuntamente con los estados financieros del Emisor y las notas que los acompañan, y con la demás información incluida en otras secciones de este Prospecto Marco y en los Prospectos Complementarios. Los estados financieros han sido elaborados de conformidad con principios de contabilidad generalmente aceptados en el Perú.

Ingresos Operativos

Los ingresos registrados durante el primer semestre de 2015 ascendieron a US\$ 345.8 millones, mayor en 11.4% respecto al mismo periodo del año anterior (US\$ 310.3 millones) debido principalmente a entrada en vigencia de nuevos contratos con Clientes Libres y Clientes Regulados.

Costo de Ventas

Durante el primer semestre de 2015 el costo de ventas ascendió a US\$ 188.4 millones, mayor en 5.8% respecto al mismo periodo de 2014 (US\$ 178.0 millones). Este incremento es originado principalmente por mayores compras de energía, potencia y peaje, compensado con un menor consumo de petróleo (R500 y Diésel) y carbón producto de la menor generación de las C.T. ILO1 y C.T. ILO21.

Gastos de Administración

Los gastos de administración en el primer semestre de 2015, ascendieron a US\$ 11.3 millones, mayor en 1.1% respecto al mismo periodo de 2014 (US\$ 11.2 millones). Este incremento se debe principalmente a los mayores gastos por cargas de personal y otros gastos de gestión.

Gastos e Ingresos Financieros

Los gastos financieros netos durante el primer semestre de 2015 ascendieron a US\$ 15.2 millones, 10% menor respecto al mismo periodo de 2014 (US\$ 19.3 millones). Esta disminución se da a razón de menores intereses relacionados a:

- Arrendamientos financieros – debido a la amortización de la deuda según cronograma (C.T. ChilcaUno – Ciclo Combinado y C.T. ILO31). Cabe mencionar que los intereses de los arrendamientos financieros en etapa de construcción se capitalizan como parte del activo fijo.
- Bonos Corporativos – en junio de 2014 se realizó (según cronograma) la cancelación de la Quinta Emisión de Bonos Corporativos.
- Prepago de préstamo sindicado (US\$ 10 millones a junio 2014) en diciembre de 2014.

Utilidad Neta

La utilidad neta del primer semestre de 2015 ascendió a US\$ 100.0 millones, 38.8% mayor respecto del mismo periodo del 2014 (US\$ 72.1 millones).

Endeudamiento

Al 30 de junio de 2015, el 76% de la deuda a la fecha se encuentra en tasa fija mientras que el 24% restante a tasa variable la cual corresponde a: (i) Préstamo de largo plazo por US\$ 100 millones y (ii) Préstamos de corto plazo por US\$ 105 millones con vencimiento hasta marzo de 2016.

Durante el 2015, EnerSur ejecutó diversas operaciones con el objetivo de financiar nuevas inversiones y capital de trabajo, a través de préstamos bancarios de corto plazo otorgados por entidades financieras locales, con tasas de interés fija y variable, y con vencimientos entre julio de 2015 y marzo de 2016.

13.3. Cambios en los Responsables de la Elaboración y Revisión de la Información Financiera

Contabilidad

A la fecha de preparación de este Prospecto Marco, y durante los últimos dos (2) años, no se han producido cambios en los responsables de la elaboración y revisión de la información financiera de EnerSur, ni en los auditores externos.

El señor Jaime Dioses, Contador General de la sociedad que tiene a su cargo la contabilidad de la sociedad, tiene más de dos (2) años en dicho cargo; mientras, que los auditores externos son Beltrán, Gris y Asociados S. Civil de R.L. (miembro de Deloitte) desde el año 2001.

14. Restricciones a la Venta

General

Excepto en el Perú, no se ha iniciado ni se iniciará tramitación alguna, en ninguna jurisdicción que autorizaría una oferta pública de los Bonos, o la posesión o distribución de este Prospecto Marco o cualquier otro material de venta relacionado con los Bonos, en cualquier otro país o jurisdicción donde sea necesaria una autorización a tal efecto. El Agente Colocador de los Bonos, o cualquier tercero que pretenda colocar los Bonos, deberán cumplir con todas las leyes y regulaciones aplicables en todas aquellas jurisdicciones en las cuales adquieran, ofrezcan, vendan o entreguen Bonos, o aquéllas en las que tengan en posesión o distribuyan este Prospecto Marco o cualquier modificación del mismo.

Estados Unidos de América

No se ha solicitado para hacer oferta pública de los Bonos conforme a la Ley de Valores de los Estados Unidos de América (Securities Act de 1933) o a cualquier otra ley y/o regulación aplicable, y los Bonos no podrán ser ofrecidos ni vendidos dentro de los Estados Unidos de América ni a ninguna persona de los Estados Unidos de América, excepto en transacciones exoneradas del requisito de inscripción u otro pertinente conforme a la Ley de Valores de los Estados Unidos y/o cualquier otra norma aplicable estatal y/o federal de los Estados Unidos de América.

15. Reporte sobre el Cumplimiento del Código de Buen Gobierno Para las Sociedades Peruanas

Se incorpora al presente Prospecto Marco la información sobre el Cumplimiento de los Principios de Buen Gobierno Corporativo del Emisor que consta en el Anexo B de la Memoria Anual del Emisor al 31 de diciembre de 2014.

Anexo I - Contrato Marco de Emisión

Anexo II - Estados Financieros Individuales Auditados del Emisor por los Años Terminados el 31 de Diciembre de 2014 y 2013

Se incorpora al Prospecto Marco los Estados Financieros individuales auditados del Emisor al 31 de diciembre de 2014 y 2013, enviados por el Emisor al Registro Público del Mercado de Valores, los cuales mantienen su plena validez y vigencia.

Anexo III - Estados Financieros No Auditados Individuales del Emisor por los Periodos Terminados al 30 de Junio de 2015 y 2014

Se incorpora al Prospecto Marco los Estados Financieros no auditados individuales del Emisor al 30 de Junio de 2015 y 2014, enviados por el Emisor al Registro Público del Mercado de Valores, los cuales mantienen su plena validez y vigencia.

Anexo IV - Informe Tributario Ernst & Young

Anexo V - Informes de Clasificación de Riesgo