



ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A. (antes ENERSUR S.A.)

Lima, Perú

25 de mayo de 2016

Clasificación	Categoría	Definición de Categoría
Primer Programa de Bonos Corporativos ENGIE Energía Perú 1 ^{ra} , 2 ^{da} , 3 ^{ra} , 4 ^{ta} , 6 ^{ta} y 7 ^{ma} Emisión	AAA.pe	Refleja la capacidad más alta de pagar el capital e intereses en los términos y condiciones pactados.
Tercer Programa de Bonos Corporativos ENGIE Energía Perú	AAA.pe	Refleja la capacidad más alta de pagar el capital e intereses en los términos y condiciones pactados.
Acciones Comunes	1 ^a Clase.pe	El más alto nivel de solvencia y mayor estabilidad en los resultados económicos del emisor.

"La clasificación que se otorga a los valores no implica recomendación para comprar, vender o mantener los instrumentos en cartera".

----- en Millones de Dólares -----					
	Mar.16	Dic.15		Mar.16	Dic.15
Activos:	2,135.1	2,053.5	Utilidad Neta:	53.0	184.1
Pasivos:	1,238.5	1,182.7	ROAE*:	21.61%	22.58%
Patrimonio:	896.5	870.8	ROAA*:	9.13%	9.61%

(*) Al 31 de marzo de 2016 los indicadores se presentan actualizados.

Historia: Acciones Comunes → 1^a Clase (22.12.03). Primer Programa de Bonos Corporativos, 1^{ra} Emisión → AAA.pe (20.11.07), 2^{da} y 3^{ra} Emisión → AAA.pe (09.04.08), 4^{ta} Emisión → AAA.pe (11.06.09), 6^{ta} y 7^{ma} Emisión → AAA.pe (15.11.10). Tercer Programa de Bonos Corporativos → AAA.pe (01.10.15).

Para la presente evaluación se han utilizado los Estados Financieros Auditados de ENGIE Energía Perú S.A. al 31 de diciembre de 2012, 2013, 2014 y 2015 así como Estados Financieros No Auditados al 31 de marzo de 2015 y 2016. Del mismo modo, se ha incluido información adicional proporcionada por la Compañía, así como Hechos de Importancia publicados a través de la Superintendencia del Mercado de Valores - SMV.

Fundamento: Luego de la evaluación efectuada, el Comité de Clasificación de Equilibrium resolvió mantener la categoría AAA.pe a las emisiones contempladas dentro del Primer Programa de Bonos Corporativos y al Tercer Programa de Bonos Corporativos de ENGIE Energía Perú S.A. (en adelante la Empresa o la Compañía), así como ratificar la clasificación de las Acciones Comunes en 1^a Clase.pe.

Sustenta dicha decisión, el continuo crecimiento observado en la generación de energía eléctrica alcanzada producto de la integración de los proyectos desarrollados en los últimos ejercicios los cuales le permiten mejorar su eficiencia operativa. En esa línea, se resalta que los proyectos en desarrollo continuarán expandiendo dicha capacidad de generación eléctrica y por ende sus ingresos por ventas. Adicionalmente, se toma en consideración la favorable evolución del EBITDA a través de los periodos analizados, el cual le permite mantener adecuados indicadores de cobertura tanto del gasto financiero como del servicio de deuda, esto inclusive tras considerar la mayor toma de deuda proyectada para el financiamiento de nuevos proyectos. Por otro lado, la clasificación recoge la experiencia y el respaldo que le brinda su principal accionista, International Power S.A. de Bélgica, subsidiaria directa de ENGIE S.A. (antes GDF Suez).

La Empresa tiene como objetivo principal realizar operaciones de generación, transmisión y comercialización de energía eléctrica siendo su participación dentro del Sistema Eléctrico Integrado Nacional (SEIN) -en términos de generación de electricidad- de 14.73% al primer trimestre de 2016 (16.10% al 2015) manteniendo la tercera posición, así como la mayor capacidad de generación dentro del sistema.

A la fecha del presente informe, ENGIE mantiene en operación comercial seis centrales de generación eléctrica diversificadas dentro de la matriz energética al mantener dos centrales hidroeléctricas de 134 MW (Yuncán) y 114 MW (Quitaraca) y cuatro centrales termoeléctricas, una a gas natural de 852 MW (ChilcaUno), una dual de petróleo y vapor de 217 MW (Ilo1), una de carbón de 135 MW (Ilo21), además de una Reserva Fría a diesel de 500 MW (Ilo31) y una subestación eléctrica.

De acuerdo a lo antes señalado, la Compañía ha desarrollado diversos proyectos, siendo el más reciente la CH Quitaraca en Ancash cuya entrada en operación comercial se aprobó por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) en octubre de 2015. Asimismo, posterior a la fecha de corte, dicho organismo aprobó el ingreso de la operación comercial de la unidad a gas en ciclo abierto (potencia efectiva de 75.5 MW) correspondiente a la primera etapa del proyecto de ampliación de la CT Chilca Uno. Respecto a esta última cabe mencionar que la segunda etapa del proyecto -que consiste en cerrar una turbina a vapor en ciclo combinado- estaría lista en el segundo semestre del presente ejercicio conllevando a que dicha ampliación en su conjunto represente una potencia efectiva adicional para ENGIE de 112.8 MW. Por otro lado, la Empresa mantiene en desarrollo el proyecto de la Planta Ilo de Reserva Fría en el Nodo Energético del Sur (hasta 600 MW) que se espera concluir en el primer trimestre de 2017, además de haberse adjudicado en la cuarta subasta de energías renovables (RER) la facultad de construir y operar una planta solar fotovoltaica de aproximadamente 40 MW en Moquegua.

Cabe indicar que parte de los proyectos realizados por la Compañía, tales como la conversión a Ciclo Combinado de la CT ChilcaUno, la CT Ilo31 (Reserva Fría) y los

equipos para la CH Quitaracsca, fueron financiados principalmente a través de operaciones de arrendamiento financiero, generando de esta manera, un incremento en los niveles de pasivos así como en los gastos financieros derivados de la activación de dichas operaciones. No obstante, la culminación de dichos proyectos ha permitido a la Empresa alcanzar un mayor nivel de generación, el cual resulta en un adecuado cumplimiento de los resguardos financieros asociados al Primer Programa de Bonos Corporativos, y contratos de préstamo y *leasing* que mantiene, los cuales estipulan que la palanca financiera (medida como deuda financiera *senior* en relación al EBITDA) debe ser menor a 4.0 veces hasta el primer trimestre del 2017 y menor de 3.5 veces en adelante.

Con fecha 26 de junio de 2014, la Compañía recibió un préstamo otorgado por los bancos The Bank of Tokyo-Mitsubishi y Sumitomo Mitsui Banking Corporation por un total de US\$100.0 millones a un plazo de 6 años y tasa efectiva anual de Libor a 3 meses más un margen de 1.90%, el mismo que fue utilizado para el prepago de las deudas de corto plazo mantenidas a la fecha por el mismo importe y cuyos fondos fueron destinados al repago de deuda financiera de corto plazo utilizado para la compra de activos fijos asociados a los proyectos Quitaracsca y Nodo Energético. Asimismo, ENGIE ha tomado un préstamo por S/237.7 millones (fijado en US\$70.0 millones con un Cross Currency Swap) el 28 de diciembre de 2015 para pre-pagar el monto desembolsado a dicha fecha por una operación de arrendamiento financiero que mantenía para el financiamiento de la CH Quitaracsca.

Cabe indicar que, si bien la Compañía mantiene ratios de liquidez menores desde el cierre del ejercicio 2013, dicha situación no afecta a la capacidad de pago de sus obligaciones financieras de corto plazo, toda vez que los fondos son utilizados para financiar los gastos corrientes de los proyectos en curso y que a su vez son honrados mediante los ingresos por contratos de PPA de dichos proyectos. Del mismo modo, según lo señalado por la Empresa, la modalidad de arrendamiento financiero continuaría siendo la principal fuente de financiamiento para la ejecución de los

proyectos, siempre que este sea más ventajoso en comparación con otros tipos de financiamiento bancario.

Al cierre del ejercicio 2015, el resultado neto de la Compañía presentó un incremento de 32.17% en relación al periodo previo al totalizar US\$184.1 millones producto de los mayores ingresos percibidos por la venta de energía, potencia y peaje (+15.32%), el que a su vez responde al mayor requerimiento del COES de las centrales en Ilo dada la congestión observada en la interconexión centro-sur. Además, el resultado se benefició del menor gasto financiero, así como de la aplicación del impuesto diferido y la incorporación de los cambios tributarios (Ley N°30296 publicada el 31 de diciembre de 2014 en el diario El Peruano), logrando mitigar el mayor costo de ventas asociado a los insumos (carbón y petróleo). El mayor nivel de ventas continuó en el primer trimestre de 2016 (+16.32%) conllevando a que el resultado neto ascienda a US\$50.1 millones.

Los ingresos por ventas se obtienen a través de un portafolio diversificado de clientes distribuidos a través del territorio nacional, habiendo alcanzado una potencia contratada en hora punta de 1,552.8 MW a diciembre de 2015 y de 1,514.7 MW a marzo de 2016, siendo mayor la proporción de clientes regulados sobre clientes libres, mientras que la potencia total contratada fuera de hora punta ascendió a 1,468.8 MW y 1,558.3 MW para el 2015 y el primer trimestre de 2016, respectivamente.

Respecto al grupo económico de ENGIE Energía Perú, es de mencionar que el 27 de abril de 2015, Moody's resolvió bajar la clasificación internacional de largo plazo de ENGIE S.A. de A1 a A2 con perspectivas estables, debido a la caída observada en los precios del gas y energía en Europa que ajustan sus métricas fuera del rango de la categoría previamente asignada.

Finalmente, Equilibrium considera importante mantener el respaldo del accionista principal de ENGIE a fin de conservar una adecuada estructura financiera alineada con la clasificación otorgada, sobre todo considerando que las futuras inversiones suponen un escenario de mayor toma de deuda en el corto plazo siendo el incremento en la capacidad de generación en un mediano plazo.

Fortalezas

1. Elevada diversificación de la matriz energética.
2. Incremento de la capacidad de generación y potencia en los últimos años.
3. Eficiencia operativa a partir de la mejora de márgenes operativos.
4. Solidez y solvencia de su principal accionista, Grupo ENGIE (antes GDF SUEZ).

Debilidades

1. Incremento en la palanca financiera de la Empresa producto de la toma de deuda para financiar los nuevos proyectos.
2. Concentración en la facturación con un solo cliente (Southern Perú Copper Corporation). No obstante, dicho contrato finaliza en el 2017 y ya fue reemplazado con nuevos contratos que regirán desde dicho año.

Oportunidades

1. Ampliación de la cartera de clientes.
2. Materialización de proyectos en cartera.
3. Nuevas oportunidades de inversión a través de concesiones y/o compras que diversifiquen su matriz energética.

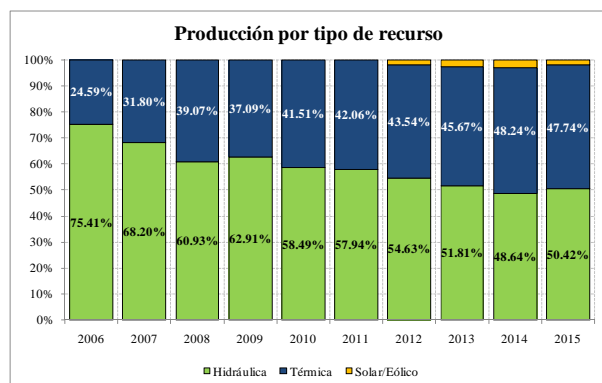
Amenazas

1. Cambios inesperados en la regulación que pudiesen afectar el desarrollo del sector.
2. Ingreso de nuevas empresas de generación en el mediano plazo.
3. Riesgo de daño a las instalaciones de TgP que pueda interrumpir el suministro de gas natural. Sin embargo, esta amenaza se mitiga parcialmente por las pólizas de seguro de la Empresa.

SECTOR ELÉCTRICO PERUANO

La Ley de Concesiones Eléctricas – Ley N° 25844 entró en vigencia en el año 1992 con la finalidad de implementar las primeras reformas en el sector eléctrico. Entre otras, la ley incluía la eliminación del monopolio que ejercía el gobierno sobre la totalidad de la actividad de generación y venta de energía, descomponiéndola en tres pilares básicos: generación, transmisión y distribución. Del mismo modo, buscó otorgar incentivos para fomentar la participación de capitales privados, creándose adicionalmente una institución reguladora (OSINERGMIN), la misma que se encarga de la regulación de la estructura tarifaria. Con la finalidad de supervisar las actividades de generación, transmisión y distribución, se establecieron dos mercados diferentes: (i) el de contratos de suministro de energía, ya sea bajo regulación de precios o de libertad de precios, y (ii) el de transferencias de energía entre generadoras en un mercado *spot* siendo este último regulado por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES). A partir de la entrada en vigencia de la ley antes mencionada se reserva para el Estado una labor básicamente normativa, supervisora y de fijación de tarifas en el mercado regulado.

Al cierre del ejercicio 2015, el sector eléctrico registró una producción total de 44,540.0 GWh según data publicada por el COES. Este nivel de generación supera en 6.57% lo registrado al 2014 manteniendo la dinámica expuesta en años anteriores (+6%). Por fuente de generación, se observa que históricamente la hidráulica sostiene el abastecimiento de energía en el sistema; sin embargo, con la puesta en marcha en el 2004 del proyecto de gas natural de Camisea, la matriz energética se modificó incrementándose sustancialmente el número de Centrales Termoeléctricas así como su participación dentro de la estructura. En esa línea, la producción hidráulica representó el 50.42% del total de generación en el 2015 mientras que la termoeléctrica el 47.74% siendo el diferencial generado por centrales eólicas y solares (1.33% y 0.52%, respectivamente). Cabe resaltar que a lo largo del ejercicio 2015 se observa una recuperación en la generación de energía hidráulica en detrimento de la termoeléctrica, esto asociado a los mayores caudales registrados por el fenómeno El Niño así como a la paralización registrada a fines de abril por la ruptura del ducto de gas natural.

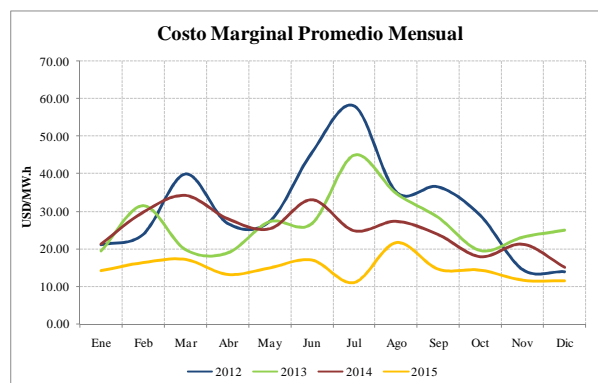


Fuente: COES / Elaboración: *Equilibrium*

Respecto a la máxima demanda del 2015, la misma se registró en el mes de noviembre, llegando a 6,286.9 MW, cifra record en el sistema eléctrico. Este dato representó un

incremento de 9.58% respecto a la máxima demanda observada en el 2014 (5,737.3 MW).

En relación al costo marginal promedio anual del SEIN se observa que el mismo disminuye en 41.75% entre ejercicios al promediar 14.70 US\$/MW.h en el 2015. Dichos costos están correlacionados con el crecimiento de la demanda, la entrada de nuevas centrales de generación eficientes y el desarrollo hidrológico de las cuencas que abastecen a las Centrales Hidroeléctricas que conforman el SEIN, siendo el máximo costo marginal promedio mensual registrado en agosto por 21.50 US\$/MW.h.



Fuente: COES / Elaboración: *Equilibrium*

MARCO REGULATORIO DEL SECTOR ELÉCTRICO

El sistema eléctrico peruano está regulado, siendo las siguientes las principales normas legales y operativas:

Ley de Concesiones Eléctricas: El Decreto Ley N°25844 y sus modificatorias rigen la actividad en el sector eléctrico del país, el mismo que se encuentra compuesto de tres grandes segmentos: generación, transmisión y distribución. A partir de octubre del 2000, el sistema eléctrico está conformado por un solo Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), además de existir algunos sistemas aislados.

Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica: El 23 de julio de 2006 se publicó la ley N°28832, que modifica diversos artículos de la Ley de Concesiones, estableciendo como uno de sus principales objetivos asegurar la generación de energía de modo tal que se reduzca la exposición del sistema eléctrico peruano a la volatilidad de los precios. Asimismo, persigue reducir los riesgos derivados de la falta de energía y asegurar al consumidor final una tarifa más competitiva a través de una mayor competencia en el mercado de generación.

Reglamento de Transmisión: Al haberse aprobado la Ley N°28832 para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, se aprobó la adecuación de marco legal de la transmisión las que debieron ser materia de reglamentación. En tal sentido, el 16 de mayo de 2007 se aprobó el Reglamento de Transmisión.

Organismo Supervisor de la Inversión de Energía y Minería: OSINERGMIN es el organismo regulador responsable de supervisar las actividades que realizan las em-

presas en los subsectores de electricidad, hidrocarburos y minería. Se encarga de controlar la calidad y eficiencia del servicio brindado, así como de fiscalizar el cumplimiento de las obligaciones contraídas por los concesionarios a través de los contratos de concesión firmados y del cumplimiento de los dispositivos legales y normas técnicas vigentes. Asimismo, debe fiscalizar el cumplimiento de los compromisos de inversión de acuerdo lo establecido en los respectivos contratos de concesión. La Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART) de OSIGERMIN es la encargada de fijar las tarifas de energía eléctrica según los criterios establecidos en la Ley de Concesiones y su Reglamento.

Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE): Establece los niveles mínimos de calidad que deben cumplir los servicios eléctricos, incluyendo el alumbrado público y las obligaciones de las empresas del sector eléctrico y de los clientes que operan en el marco de la Ley de Concesiones. Contempla la medición, tolerancias y aplicación de la norma por etapas, asignando la responsabilidad de su implementación y aplicación a OSINERMIN, así como la aplicación de penalidades y compensaciones en caso de incumplimiento de los parámetros establecidos por la norma.

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

PERFIL DE LA COMPAÑÍA

ENGIE Energía Perú (antes EnerSur S.A.), es una subsidiaria de International Power S.A. de Bélgica (100% de propiedad del grupo ENGIE, antes GDF SUEZ), la cual posee el 61.77% de las acciones de capital. La Compañía fue constituida el 20 de setiembre de 1996 y tiene como objetivo la generación y transmisión de energía eléctrica en sistemas secundarios, así como la venta de energía eléctrica a clientes regulados y libres que forman parte del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

Composición Accionaria

Al 31 de diciembre de 2015 así como al 31 de marzo de 2016, el accionariado de la Compañía se encuentra compuesto de la siguiente manera:

Accionistas	%
International Power SA	61.77%
IN-Fondo 2	7.15%
Profuturo AFP – Fondo 2	5.22%
Otros menores a 5%	25.86%
Total	100.00%

Fuente: ENGIE Energía Perú / Elaboración: Equilibrium

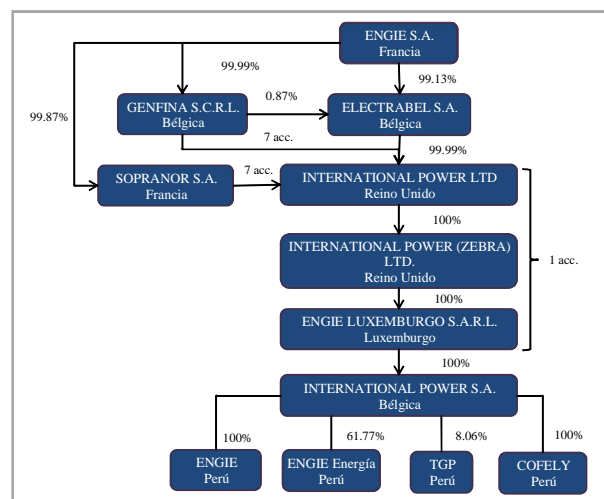
Grupo Económico

ENGIE Energía Perú forma parte del Grupo ENGIE (antes Grupo GDF SUEZ), el mismo que está conformado por un conjunto de empresas cuya matriz es ENGIE S.A., sociedad constituida y existente bajo las leyes de Francia y cuyas acciones se encuentran listadas en las bolsas de Bruselas, Luxemburgo y París. El Grupo ENGIE nació producto de la fusión en el año 2008 de las empresas de origen francés Gaz de France S.A. y SUEZ S.A.

El Grupo ENGIE opera en toda la cadena de valor energética, incluyendo electricidad y gas natural, desde el *upstream* hasta el *downstream*. El Grupo desarrolla sus actividades a través de 24 unidades de negocio, perteneciendo las operaciones del país a la unidad de América Latina.

Cabe mencionar que, en el mes de 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 implementaron a partir del 01 de enero de 2016.

La conformación del grupo Económico y la posición de ENGIE dentro del mismo se detallan a continuación:



Fuente: ENGIE Energía Perú / Elaboración: Equilibrium

Cabe mencionar que el 27 de abril de 2016, Moody's Investors Service decidió ajustar la categoría de riesgo asignada a la deuda de largo plazo en moneda extranjera de ENGIE S.A. de A1 a A2 manteniendo las perspectivas estables. Dicho ajuste responde al perfil de riesgo de negocio del Grupo derivado de su cambio acelerado hacia actividades contratadas y reguladas toda vez que el precio del gas en Europa ha disminuido ajustando el precio de la energía.

Directorio

El 16 de marzo de 2016 se aprobó la designación de los miembros del Directorio de ENGIE para el periodo 2016-2019 siendo el mismo constituido por siete miembros según el detalle a continuación:

Ejecutivo	Cargo
Philip De Cnudde	Director
José Briceño Villena	Director
Stefano Terranova	Director
Dante Dell'Elce	Director
Emmanuel Sterck	Director
Fernando de la Flor Belaúnde	Director
José Luis Casabonne Ricketts	Director
Michel Gantois	Director Alterno
Pierre Devillers	Director Alterno
Eduardo Milligan Wenzel	Director Alterno
Daniel Cámac Gutiérrez	Director Alterno
Gilda Spallarossa Lecca	Director Alterno

Fuente: ENGIE Energía Perú / Elaboración: *Equilibrium*

Plana Gerencial

A la fecha del presente informe, la Plana Gerencial se encuentra compuesta de los siguientes ejecutivos:

Ejecutivo	Cargo
Michel Gantois	Gerente General
Eduardo Milligan Wenzel	Gerente de Finanzas, Organización y Capital Humano
Daniel Cámac Gutiérrez	Gerente Comercial y de Regulación
Vincent Vanderstockt	Gerente de Planificación, Proyectos e Implementación
Gilda Spallarossa Lecca	Gerente Legal
Alejandro Prieto Toledo	Gerente de Asuntos Corporativos

Fuente: ENGIE Energía Perú / Elaboración: *Equilibrium*

OPERACIONES ENGIE ENERGÍA PERÚ

Instalaciones

La Compañía inicia sus operaciones de generación y transmisión de energía eléctrica en el año 1997, incrementando su capacidad de generación a través del desarrollo de nuevos proyectos. Al cierre del ejercicio 2015, ENGIE cuenta con seis centrales generadoras de electricidad, incluyendo una planta de Reserva Fría (Ilo31) y una subestación eléctrica, registrando una potencia nominal de 1,952 MW y una generación bruta de energía de 7,172 GW/h (+1.04% respecto al 2014).

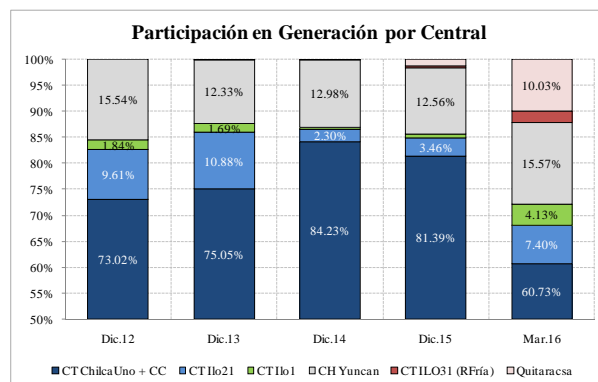
Planta	Potencia Nominal (MW)	Generación Bruta de Energía (GW/h)		
		2014	2015	Mar.16
CT Ilo1	217	30	62	73
CT Ilo21	135	163	248	132
CH Yuncán	134	921	901	277
CT Chilca Uno	852	5,979	5,838	1,081
CT Ilo 31*	500	5	35	38
CH Quitaracsa	114	-	88	179
Total	1,952	7,098	7,172	1,780

(*) Reserva Fría

Fuente: ENGIE Energía Perú / Elaboración: *Equilibrium*

Asimismo, se observa que para el primer trimestre de 2016 se mantiene la tendencia creciente en generación al registrarse un incremento de 3.42% respecto a similar

periodo del ejercicio previo, sustentado principalmente en la entrada en operación comercial de la CH Quitaracsa. En esa línea, se resalta que la participación de dicha central dentro de la estructura de generación total de ENGIE se incrementa en el último trimestre de 1.23% a 10.03% según el siguiente gráfico:



Fuente: ENGIE Energía Perú / Elaboración: *Equilibrium*

Central Termoelectrónica Ilo1: Fue adquirida a la Empresa Southern Perú Copper Corporation en 1997 en el marco del contrato *Power Purchase Agreement* y *Service Agreement*. A través de dichos contratos la Compañía adquirió una planta de generación de energía eléctrica de propiedad de SPCC y se comprometió a proveerle de manera exclusiva el servicio de energía eléctrica en cantidades necesarias y suficientes hasta abril del año 2017. Cabe resaltar que el contrato de suministro de electricidad antes mencionado no ha sido renovado.

La CT que opera con petróleo ha retirado de servicio a dos turbinas a vapor. La primera a inicios del 2013 (TV1 de 22 MW) y la segunda en mayo de 2015 (TV2 de 22 MW). De este modo, al 31 de marzo de 2016, Ilo1 mantiene una potencia nominal de 216.8 MW y representa el 4.13% de la generación total de ENGIE (0.86% al cierre de 2015).

Central Termoelectrónica Ilo21: Única central de generación eléctrica en base a carbón que existe en el país. Sin embargo, en caso de requerirlo podría modificarse y utilizar gas como fuente de generación.

A la fecha de corte, la CT Ilo21 cuenta con un generador accionado por una turbina a vapor con una potencia nominal de 135 MW y representa el 7.40% de la generación total de la Empresa (3.46% al 2015).

Central Hidroeléctrica Yuncán: Fue adjudicada a ENGIE el 06 de febrero de 2004 a través de una licitación pública internacional bajo la modalidad de contrato de usufructo de activos a un plazo de 30 años, el cual permite la explotación de dicha CH a cambio de un pago por derecho de contrato y un aporte social. Al 31 de marzo de 2016, el pago total realizado por el contrato por derecho de usufructo asciende a US\$72.5 millones y el de aporte social a US\$8.9 millones, siendo el saldo neto por pagar de US\$35.2 millones y US\$4.5 millones, respectivamente.

La central ubicada en el departamento y provincia de Pasco, posee una potencia nominal de 134.2 MW y representa el 15.57% de la generación total de la Empresa (12.56% al ejercicio previo).

Central Termoeléctrica ChilcaUno: Primera central construida desde la llegada del Gas de Camisea para utilizar gas natural como combustible. La central inició operaciones comerciales en diciembre de 2006 habiendo concluido la construcción del proyecto Ciclo Combinado ChilcaUno en noviembre de 2012.

Al primer trimestre de 2016, la Empresa mantiene los siguientes contratos de gas: (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 hasta abril del 2033, por 2,992,782 m³std/día de capacidad reservada diaria el cual se incrementó a 3,942,315 m³std/día a partir de la ampliación del gasoducto TgP en abril 2016 y un contrato interrumpible de 507,154 m³std/día hasta el año 2031; y (iii) contrato de distribución de gas natural con Gas Natural de Lima y Callao (“Calidda”) por una capacidad reservada diaria en modalidad firme de 3,437,075 m³std/día que se incrementó a 3,942,315 m³std/día a partir del ingreso de la primera etapa del proyecto Chilca Plus en mayo 2016 y capacidad reservada en modalidad interrumpible de 163,627 m³std/día hasta diciembre de 2033.

A la fecha de análisis, la central tiene una potencia nominal total de 851.8 MW, la misma que considera el ciclo combinado y su producción representa el 60.73% de la generación total de la Compañía (81.39% al cierre del ejercicio 2015).

Reserva Fría de Generación – Central Termoeléctrica Ilo31: El 20 de enero de 2011, ENGIE suscribió con el Ministerio de Energía y Minas, el Contrato de Concesión del Proyecto Reserva Fría de Generación – Planta Ilo, así como un Contrato de Garantía con el Estado Peruano. El objetivo de dicho proyecto es asegurar la disponibilidad de potencia y energía en el SEIN por un plazo de 20 años.

La CT entró en operación comercial el 21 de junio de 2013 con una potencia efectiva contratada de 500 MW que mantiene a la fecha de análisis. Al 31 de marzo de 2016, su producción representó el 2.15% de la generación total de la Compañía (0.49% al 2015).

Central Hidroeléctrica Quitaracsa: En marzo de 2009 la Empresa hizo pública la adquisición del 100% de las acciones de la empresa Quitaracsa S.A. a través de la cual se hizo titular de la concesión definitiva para el desarrollo de una central hidroeléctrica ubicada en el departamento de Ancash. La construcción y montaje de la CH se inició en enero de 2011 siendo la inversión total a la fecha de inicio de operación comercial de US\$538.9 millones.

La central hidroeléctrica entró en operación comercial en octubre de 2015 con una potencia efectiva total de 118 MW siendo la generación bruta de energía en el 2015 de 88.5 GW/h (1.23% de la generación total de la Empresa) y de 178.5 GW/h en el primer trimestre de 2016 representando el 10.03% de lo generado por ENGIE.

Subestación Moquegua: Esta subestación es una de las más importantes del país, se encuentra localizada en la provincia de Mariscal Nieto al sur de la ciudad de Moquegua y cuenta con una sala de control, dos autotransforma-

dores, doble barra en 220 kV y 138 kV donde se conectan las líneas Socabaya-Moquegua, Ilo1-Moquegua e Ilo21-Moquegua.

Líneas de Transmisión: ENGIE cuenta con un total de 279.3 km de líneas de transmisión en 138 kV y 220 kV repartidas en:

- Línea Ilo2-Moquegua (doble terna) de 72 km de longitud y capacidad de 400 MVA en 220 kV.
- Línea Moquegua-Botiflaca 1 de 31 km de longitud y con capacidad de 196 MVA en 138 kV.
- Línea Moquegua-Mill Site de 39 km de longitud y una capacidad de 100 MVA en 138kV.
- Línea Ilo1-Moquegua de 2.3 km de longitud y una capacidad de 130 MVA en 138 kV.
- Línea Moquegua-Botiflaca 2 con una longitud de 6.0 km y una capacidad de 160 MVA en 138 kV.
- Línea Chilca-REP (doble terna), de 0.8 km de longitud y una capacidad de 600 MVA por cada terna en 220 kV.
- Línea Santa Isabel-Carhuamayo Nueva (L-226), la misma que posee una simple terna con una longitud de 50 km y una capacidad de 260 MVA en 220 kV.
- Línea Quitaracsa-Kiman Ayllu (L-2277) con una longitud de 5.4 km y una capacidad de 150 MV en 220 KV.

Nuevos Proyectos e Inversiones

A la fecha del presente informe, la Compañía presenta los siguientes proyectos en desarrollo:

Proyecto Chilca Plus – Ciclo Combinado: ENGIE firmó un contrato de ampliación de la CT ChilcaUno a realizarse en dos etapas. La primera consta de la construcción y operación de una turbina a gas en ciclo simple y la segunda de una turbina a vapor de ciclo combinado cuya capacidad nominal conjunta alcanzaría los 112.8 MW. En tal sentido, cabe resaltar que el 05 de mayo de 2016 el COES informó a la Empresa la aprobación de la operación comercial de la unidad a gas en ciclo abierto (75.5 MW de potencia efectiva). Asimismo, se esperaría que la segunda etapa del proyecto de ampliación se complete en el segundo semestre del presente ejercicio.

Proyecto Nodo Energético – Planta Ilo: A lo anterior se suma la adjudicación de la buena pro para la construcción y operación de una de las centrales de generación termoeléctrica del proyecto Nodo Energético del Sur del Perú que otorgó el Comité de ProInversión en Proyectos de Seguridad Energética. Dicha central se ubicará en Ilo, Moquegua y tendrá una capacidad de 600MW en ciclo simple dual (diesel B5 al inicio y gas natural cuando se concluya el Gasoducto Sur Peruano).

La construcción demandará una inversión estimada de US\$330.0 millones y se estima que entre en operación comercial antes del cierre del presente ejercicio. Al primer trimestre de 2016, los desembolsos acumulados para la construcción alcanzan los US\$277.1 millones siendo el avance de obra de 85.2%.

Proyecto Solar Intipampa: El 16 de febrero del 2016, la Empresa se adjudicó el proyecto solar fotovoltaico “Inti-

pampa” en el marco de la cuarta subasta de suministro de electricidad con recursos renovables (RER). El proyecto consiste en la construcción y operación (por 20 años) de la central solar en Moquegua con una capacidad aproximada de 40 MW, con una inversión estimada total para su implementación de US\$55.0 millones. De acuerdo al contrato firmado con OSINERGMIN, la fecha de puesta en operación comercial no deberá exceder del 31 de diciembre de 2018. Es de señalar que, con fecha posterior al corte, el día 17 de mayo de 2016, ENGIE suscribió con el Ministerio de Energía y Minas el Contrato de Concesión respectivo, mediante el cual ENGIE suministrará la energía adjudicada al SEIN desde la Fecha Real de Puesta en Operación del Proyecto hasta el 31 de diciembre de 2038.

Estrategia de Negocio

La estrategia de ENGIE consta de seis pilares: (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 libres y regulados, con un enfoque en contratos con costos *pass-through* que disminuyan los riesgos que no sean manejables; (iii) contratar su portafolio por el total de su capacidad eficiente para maximizar sus ingresos y cubrir el riesgo en el mercado de corto plazo con su 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; y (vi) identificar, difundir, implementar las mejores prácticas internacionales en los diferentes procesos de la Compañía.

En esa línea, al 31 de marzo de 2016, ENGIE mantiene entre clientes libres y regulados un portafolio geográficamente diversificado. La cartera de clientes libres y regulados sumó una potencia contratada en hora punta de 1,514.7 MW (1,558.3 MW fuera de hora punta), de los cuales 708.7 MW corresponden a clientes libres y 806.0 MW a clientes regulados, según el siguiente detalle:

Contratos licitación (2014-2025)	Duración	Potencia contratada	
		Hora Punta (MW)	Fuera Hora Punta (MW)
Edelnor	8 años	212.75	212.75
Edelnor	10 años	69.46	69.46
Edelnor	11 años 2 meses	21.48	21.48
Luz del Sur	8 años	178.48	178.48
Luz del Sur	10 años	57.19	57.19
Luz del Sur	11 años 2 meses	17.28	17.28
Edecañete	8 años	3.81	3.81
Electrosur	10 años	9.44	9.44
Electrosur	11 años 2 meses	3.06	3.06
Electrosureste	8 años	12.81	12.81
Electrosureste	10 años	12.97	12.97
Electrosureste	11 años 2 meses	4.01	4.01
Electropuno	11 años 2 meses	2.69	2.69
Seal	8 años	23.51	23.51
Seal	10 años	14.88	14.88
Seal	11 años 2 meses	4.42	4.42
Electronoroeste	8 años	13.85	13.85
Electronoroeste	10 años	8.70	8.70
Electronoroeste	8 años	8.60	8.60
Hidrandina	8 años 2 meses	18.12	18.12
Electronorte	8 años 2 meses	12.86	12.86
Electronoroeste	8 años 2 meses	9.01	9.01

Electrocentro	8 años 2 meses	10.74	10.74
Coelvisac	8 años 2 meses	0.38	0.38
Edelnor (CP)	4 años	22.50	22.50
Total contratos vía licitación		753.00	753.00
Contrato bilateral			
ElectroUcayali	8 años	5.00	5.00
Hidrandina	27 meses	8.00	8.00
Edelnor	24 meses	40.00	40.00
Total contratos bilaterales		53.00	53.00
Total contratos regulados		806.00	806.00

Contratos Libres	Duración	Potencia contratada	
		Hora Punta (MW)	Fuera Hora Punta (MW)
Southern Perú	20 años	207.00	207.00
Quimpac	16 años	20.00	56.00
Panasa	13 años	12.00	12.00
Minera Bateas	15 años	5.20	5.20
Coricancha	10 años	5.00	5.00
U. de Lima	10 años 8 meses	2.80	3.00
Antapaccay	10 años	21.00	21.00
Record	10 años 6 meses	0.25	1.30
Las Bambas	10 años 10 meses	150.00	150.00
Santa Luisa	15 años	1.00	4.00
Owens Illinois	7 años 9 meses	12.00	12.00
Ind. Pap. Atlas	5 años	1.20	2.00
Antamina	15 años	170.00	170.00
Apumayo	4 años 11 meses	1.52	1.52
Papelera del Sur	4 años	4.50	4.50
Linde Gas	3 años	2.70	2.70
Celima	5 años	5.60	5.60
Esmeralda Corp.	10 años	4.00	5.00
BGP	10 años	1.65	3.25
Cerro Verde	6 años	38.00	38.00
Anabi	3 años	0.25	0.25
Minsur Pisco	6 años	3.00	3.00
Celec EP	5 meses	40.00	40.00
Total libres		708.67	752.32
Total contratos		1,514.67	1,558.33

Fuente: ENGIE Energía Perú / Elaboración: *Equilibrium*

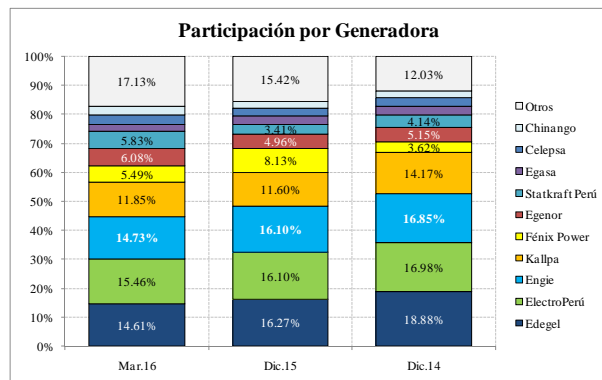
Sistemas de Gestión

ENGIE cuenta con las certificaciones ISO 9001 para sus procesos de generación y comercialización de energía, ISO 14001 en gestión de medio ambiente y OHSAS 18001 en la gestión de seguridad y salud ocupacional. Asimismo, en el 2012 se redefinió el alcance del Sistema de Gestión de Calidad, reemplazando el proceso de generación por el de despacho de energía eléctrica para alinearlos a la nueva estrategia de la Empresa.

Por el lado de la gestión ambiental, en cumplimiento de la normativa ambiental vigente y de acuerdo a los compromisos suscritos, ENGIE cuenta con los siguientes instrumentos de gestión ambiental: (i) Programa de Adecuación y Manejo Ambiental (PAMA) de la CT Ilo 1, (ii) estudios de impacto ambiental (EIA) de la CT Ilo 21, CH Yuncán, CT ChilcaUno y CH Quitaracsa, (iii) planes de Manejo Ambiental (PMA) de la conversión a ciclo combinado de la CT ChilcaUno, variación del trazo de ruta del proyecto de conversión a ciclo combinado de dicha central, la CT Reserva Fría de Generación Ilo31 y la CH Quitaracsa, (iv) estudio de impacto ambiental (EIA-S) del proyecto de ampliación de la CT ChilcaUno, y (v) planes de manejo ambiental (PMA) de la adecuación de estándares de calidad ambiental de agua y adecuación a vertimientos de la CT Ilo1, la CT Ilo21 y la CH Yuncán.

Producción

A la fecha de corte, ENGIE mantiene una importante participación en la generación de energía del país al mantenerse en la tercera posición contribuyendo con el 14.73% de la generación total del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), siendo la mayor generadora en términos de capacidad instalada.

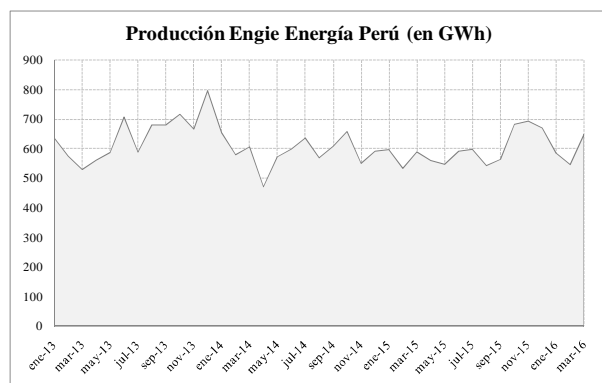


Fuente: COES / Elaboración: Equilibrium

ANÁLISIS FINANCIERO

Generación y Rentabilidad

Al cierre del ejercicio 2015, los ingresos por ventas alcanzaron los US\$713.7 millones registrando un incremento de 15.32% respecto al periodo previo. Dicho incremento responde al mayor cobro de peajes (+34.81%), despacho de energía (+14.91%) y potencia (+7.65%) asociado a la entrada de nuevos contratos con clientes libres y regulados, así como por adendas de ampliación en el plazo de vigencia de algunos contratos. Adicionalmente, cabe mencionar que la Empresa se benefició de la congestión en la interconexión centro-sur dado que el COES demandó una mayor generación de las centrales Ilo1, Ilo21 e Ilo31. Del mismo modo, se observa que al primer trimestre de 2016 los ingresos ascienden a US\$198.2 millones revelando una tendencia positiva al incrementarse los mismos en 16.32% a lo largo de los últimos 12 meses.



Fuente: ENGIE Energía Perú / Elaboración: Equilibrium

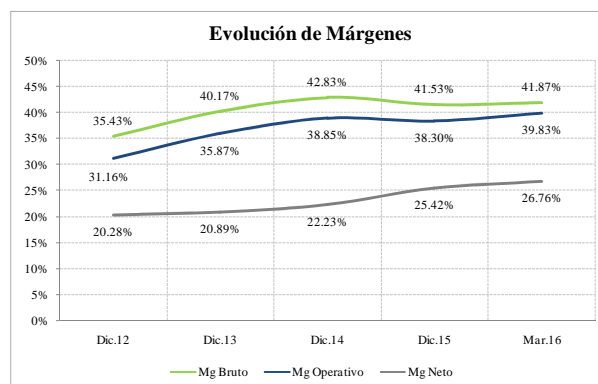
No obstante lo anterior, es de mencionar que la mayor producción de las centrales térmicas de Ilo resultó en un mayor costo de venta (+17.94% entre el 2014 y 2015), al utilizar estas centrales carbón y diesel/R500. Asimismo, se observa que entre el 31 de marzo de 2015 y 2016, el costo de ventas crece en 24.42% por lo antes mencionado.

Producto de lo antes detallado, el margen bruto se ajusta de 42.83% en el 2014 a 41.53% al 2015, mejorando ligeramente al primer trimestre de 2016 (41.87%), siendo el resultado bruto de US\$296.4 millones al cierre del 2015 (+11.83% en relación al 2014) y de US\$83.0 a la fecha de corte (+6.68% respecto a marzo de 2014).

En cuanto a los gastos administrativos, se resalta la disminución registrada tanto entre ejercicios como interanualmente (marzo vs. marzo). No obstante, la disminución presentada a lo largo del 2015 (-6.32%), el margen operativo se ajusta ligeramente al pasar de 42.83% a 41.53% aunque en términos absolutos el mismo se incrementa en 13.69% alcanzando los US\$273.3 millones.

Por su parte, la amortización de capital tanto de la quinta emisión de bonos corporativos (julio 2014), como las amortizaciones de los *leasing*, todos de acuerdo al cronograma, así como la reducción en la tasa de interés del préstamo de mediano plazo y préstamos de corto plazo resultó en que los gastos financieros retrocedan en 17.13% entre los ejercicios 2014 y 2015. Dicho retroceso en gastos financieros contrarrestó los mayores gastos extraordinarios, así como la mayor pérdida cambiaria registrada al cierre del ejercicio 2015. En el primer trimestre de 2016 los gastos financieros se incrementaron en 20.87% respecto a similar periodo del ejercicio previo, a partir de la activación de los préstamos asociados a la entrada en operación de la CH Quitaracsa (préstamos de mediano plazo).

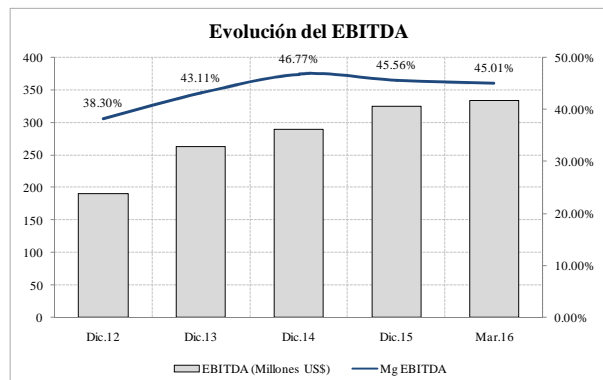
Cabe resaltar que, además de lo anterior, el resultado neto del 2015 se ve impulsado por la aplicación de impuestos diferidos dada la modificación de la regulación tributaria donde se reduce la tasa de impuesto a las ganancias de 30% a 28% hasta el ejercicio gravable 2016. De este modo, la Empresa registra un resultado neto de US\$184.1 millones al 2015, superior en 32.17% al registrado en el 2014 y revelando un margen neto de 25.42%. Sin embargo, dado que dicha modificación tributaria fue aplicada en su totalidad en el 2015, al primer trimestre de 2016 se observa un incremento importante por gastos asociados al impuesto a la renta (de US\$9.2 millones a US\$20.0 millones) impactando además al resultado neto que retrocede en 2.39% respecto a lo registrado doce meses atrás.



Fuente: ENGIE Energía Perú / Elaboración: Equilibrium

Los mayores resultados netos exhibidos al cierre del 2015 logran darle un retorno promedio respecto a los activos (ROAA) de 9.61% y para sus accionistas (ROAE) de 22.58%, superior a lo registrado en el ejercicio previo (8.49% y 20.01%, respectivamente).

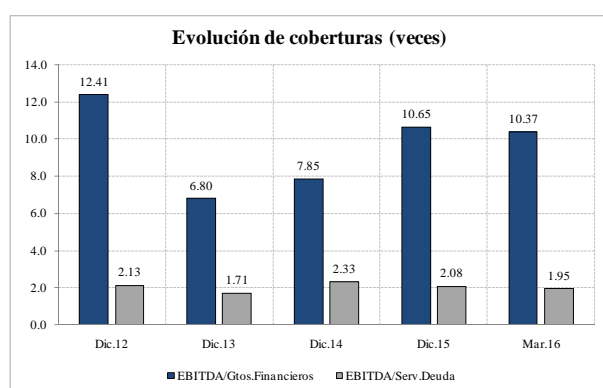
En cuanto a la generación de la Empresa medida en términos de EBITDA, se observa que el mismo asciende a US\$325.2 millones al cierre del 2015 incrementándose en 12.35% respecto al 2014. No obstante, de ser medido en relación a sus ingresos se observa que el margen EBITDA retrocede de 46.77% a 45.56% en el periodo antes mencionado.



Fuente: ENGIE Energía Perú / Elaboración: *Equilibrium*

Mismo escenario se observa al primer trimestre de 2016, toda vez que el EBITDA anualizado se incrementa de US\$299.9 millones en marzo de 2014 a US\$333.7 millones a la fecha de corte, siendo el margen EBITDA para el trimestre de 45.01%.

En línea con lo antes mencionado, se observa un ligero ajuste en las coberturas entre el cierre del ejercicio 2015 y el primer trimestre de 2016, siendo en ambos periodos superior a lo registrado en el 2014, tal como se muestra en el gráfico siguiente. Es de resaltar que la Empresa continúa presentando una adecuada cobertura sobre sus gastos financieros y servicio de deuda a pesar del incremento de deuda financiera presentada a lo largo de los últimos ejercicios toda vez que la misma es utilizada para el desarrollo de proyectos que le permiten en el futuro incrementar su generación.



Fuente: ENGIE Energía Perú / Elaboración: *Equilibrium*

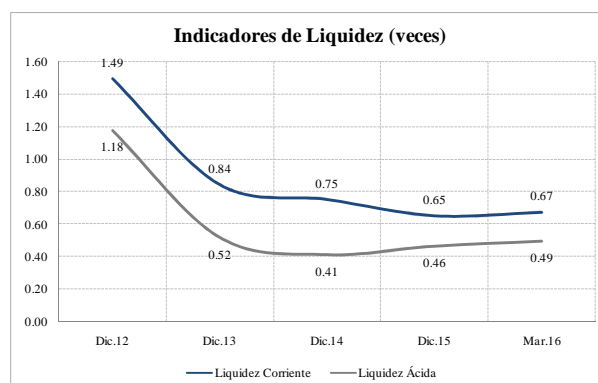
Activos y Liquidez

Al cierre del ejercicio 2015, los activos totales de ENGIE alcanzan los US\$2,053.5 millones, superando en 19.15% lo registrado en el ejercicio previo producto del incremento registrado en la partida de propiedades, planta y equipo. En tal sentido, el activo fijo representa el 81.47% del total de activos, incrementando su participación relativa en relación al 2014 (80.08%), al haber entrado en operación comercial la central hidroeléctrica de Quitaracsa. De este

modo, el activo no corriente se incrementa en 19.15% entre ejercicios y en 3.07% en los primeros tres meses del año al haberse dado el avance de obras de la ampliación de ChilcaUno y del Nodo Energético.

Con relación al activo corriente, se observa un incremento de 11.66% entre el 2014 y 2015 sustentado principalmente en la posición de caja así como en las mayores cuentas por cobrar comerciales, siendo ambas relacionadas al inicio de operación comercial de la CH Quitaracsa. Asimismo, al primer trimestre de 2016, se observa un incremento de 11.48% en los primeros tres meses del año siendo el avance en caja de 36.10%.

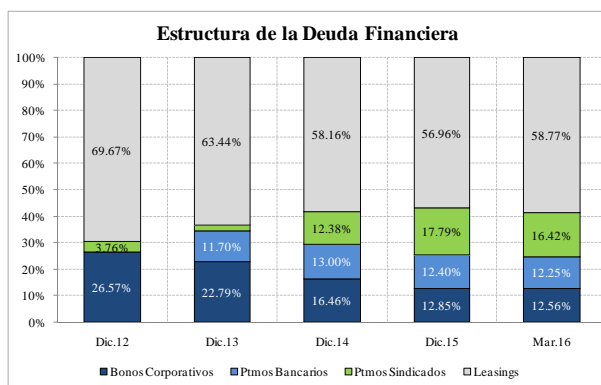
Producto de lo antes mencionado, se observa que la Compañía mantiene una posición de liquidez en balance ajustada al encontrarse por debajo de 1 vez. De este modo, la liquidez corriente de ENGIE alcanza 0.65 veces al 2015 y 0.67 veces a marzo de 2016. Lo anterior se explica por la elevada porción corriente de deuda a largo plazo, la misma que se incrementa producto del próximo pago de los bonos corporativos así como del pago de la deuda bancaria de largo plazo. Por otro lado, es de mencionar que el ajustado ratio de liquidez no afecta directamente a la operatividad de ENGIE, toda vez que los mismos son repagados, según lo mencionado por la gerencia, con generación propia de caja. Mismo escenario se observa para el capital de trabajo, el cual se mantuvo en terreno negativo ascendiendo a US\$116.9 millones al 2015 y a US\$118.8 millones al primer trimestre de 2016.



Fuente: ENGIE Energía Perú / Elaboración: *Equilibrium*

Solvencia y Endeudamiento

Al 31 de diciembre de 2015, el pasivo total de ENGIE presentó un incremento de 19.82% entre ejercicios al totalizar US\$1,182.7 millones. Dicho incremento responde a las mayores obligaciones financieras no corrientes (+15.29%) asociado principalmente a la toma de un préstamo de largo plazo con Scotiabank por S/237.7 millones utilizado para pre-pagar el arrendamiento financiero suscrito en junio de 2013 para la construcción de la CH Quitaracsa. Mientras tanto, al primer trimestre de 2016, dicha deuda se incrementa en 2.82% respecto al 2015 producto de los movimientos registrados por el tipo de cambio, al ser la primera, segunda y séptima emisión en Soles cubiertos con swaps.



Fuente: ENGIE Energía Perú / Elaboración: *Equilibrium*

Al primer trimestre de 2016, se mantienen vigentes los siguientes contratos de arrendamiento financiero:

1. Construcción y Adquisición de Maquinaria del Ciclo Combinado de la CT ChilcaUno:

Financiado con el BCP por un importe total de US\$310.0 millones. El saldo por pagar es de US\$160.5 millones, el mismo que se amortiza trimestralmente siendo el vencimiento en diciembre de 2019. El financiamiento mantiene como condición el derecho de superficie y acceso a favor del banco sobre parte de propiedad del inmueble donde se encuentran las instalaciones de la CT ChilcaUno.

2. Construcción de la Reserva Fría Ubicada en Ilo:

Fueron dos financiamientos realizados a través del BCP y BBVA Continental por un monto original cada uno de US\$100.0 millones cuyos saldos por pagar al primer trimestre de 2016 ascienden a US\$50.3 y US\$57.6 millones, respectivamente. Las amortizaciones son trimestrales y la fecha de vencimiento es en mayo de 2019.

3. Construcción del Ciclo Combinado ChilcaPlus:

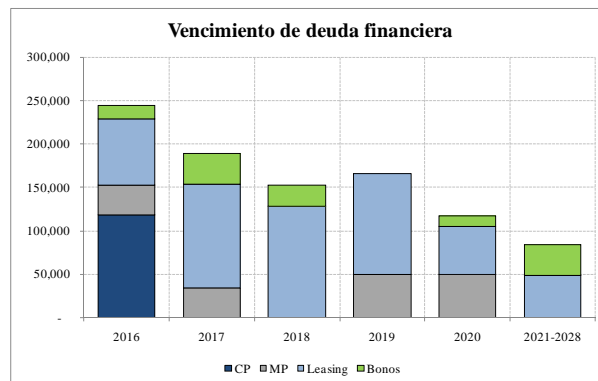
Financiamiento por US\$125.0 millones pactado con BBVA Continental para la construcción del proyecto de ciclo combinado ChilcaPlus. A la fecha de corte, el saldo desembolsado asciende a US\$72.7 millones, el mismo que será amortizado de manera trimestral tres meses después de la fecha de activación, siendo el vencimiento en enero de 2023.

4. Construcción del Nodo Energético del Sur:

Se tomaron dos financiamientos por US\$145.0 millones cada uno con BCP y BBVA Continental. Los saldos desembolsados al primer trimestre de 2016 ascienden a US\$109.3 y US\$131.4 millones, respectivamente. Las amortizaciones serán trimestrales e iniciarán después de tres meses de la fecha de activación. La fecha de vencimiento es noviembre de 2021 con BCP y marzo de 2022 con BBVA Continental.

En relación a la maduración de la deuda de ENGIE, se observa que la emisión de bonos corporativos, cuyo saldo en circulación asciende a US\$124.4 millones al 31 de marzo de 2016 (US\$122.5 a diciembre de 2015), mantienen vencimientos entre junio de 2016 y 2028. Por otro lado, la Empresa mantiene deuda de corto plazo por US\$121.3 millones con bancos locales con vencimientos entre mayo y diciembre de 2016, y dos préstamos de largo plazo. Dichos

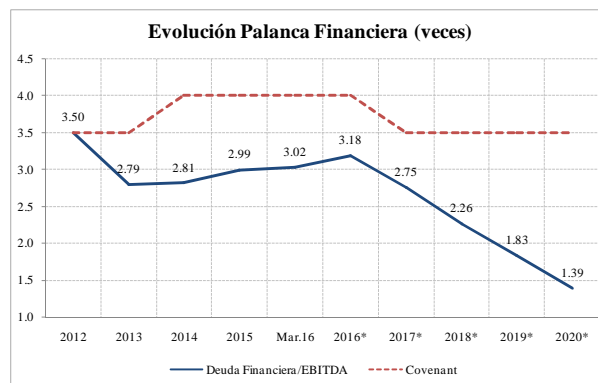
préstamos incluyen: (i) un sindicado por US\$100.0 millones utilizado para pre-pagar deuda de corto plazo tomada para los proyectos Quitarcasa y Nodo Energético del Sur con fecha de vencimiento junio de 2020, y (ii) un préstamo con Scotiabank por S/237.7 millones (fijado en US\$70.0 millones con un Cross Currency Swap) utilizado para pre-pagar el arrendamiento financiero pactado para el financiamiento parcial de la construcción de la CH Quitarcasa.



Fuente: ENGIE Energía Perú / Elaboración: *Equilibrium*

Con referencia a la emisión de bonos, es de mencionar que el Primer Programa de Bonos Corporativos de ENGIE mantiene un resguardo financiero que lo obliga a mantener un ratio de palanca financiera (deuda financiera *senior* / EBITDA) no mayor a 4.0 veces hasta marzo de 2017 y no mayor de 3.50 veces a partir de esa fecha, para lo cual se toma en consideración la totalidad de la deuda financiera de la Compañía (arrendamiento financiero, préstamo sindicado y bonos corporativos).

Cabe mencionar que con fecha 30 de enero de 2015, mediante Asamblea General de Titulares de Bonos del “Primer Programa de Bonos Corporativos de EnerSur S.A.” se acordó modificar la sección 6.02 del Acto Marco, elevando temporalmente el límite de Deuda Financiera sobre EBITDA, pasando de 3.5 veces a 4.0 veces hasta el mes de marzo de 2017; dicho resguardo también fue modificado en el mismo sentido en todos los contratos de financiamiento que la Compañía mantiene vigentes. Lo anterior se modificó con el objetivo de mantener la flexibilidad financiera durante la implementación de sus proyectos. En esa línea es de mencionar que las proyecciones de la Empresa no contemplan pasar de 3.50 veces, de acuerdo a lo detallado en el gráfico siguiente:



Fuente: ENGIE Energía Perú / Elaboración: *Equilibrium*

De acuerdo a lo presentado en el gráfico anterior, se observa que la palanca financiera de ENGIE (medida como deuda financiera en relación al EBITDA), se ubica en 2.99 veces al cierre del ejercicio 2015, elevándose ligeramente al primer trimestre de 2016 (3.02 veces). Cabe indicar que dichos ratios se situaron por debajo de las proyecciones de la Compañía, dado que proyectaban un nivel de endeudamiento financiero de 3.31 veces para el 2015, el mismo que fue favorecido por una mayor generación operativa que la proyectada.

Por su parte, el endeudamiento contable (medido como pasivo en relación al patrimonio) se incrementa ligeramente entre los ejercicios 2014 y 2015 al pasar de 1.34 a 1.36 veces al crecer el pasivo con un mayor dinamismo que el patrimonio. Mismo escenario se observa al 31 de marzo de 2016, toda vez que la palanca contable se incrementa a 1.38 veces por lo antes mencionado.

PRIMER PROGRAMA DE BONOS CORPORATIVOS

Con fecha 15 de agosto de 2007, la Junta General de Accionistas aprobó el Primer Programa de Bonos Corporativos de EnerSur S.A. Las características generales del programa se detallan a continuación:

Monto: US\$400.0 millones

Moneda de la Emisión: Dólares o Soles.

Emisiones y Series: Una o más.

Tasa de Interés: Anual fija.

Destino de los Recursos: (i) financiamiento de los objetivos de crecimiento de la Empresa, a una óptima estructuración de los pasivos del emisor, pudiendo a dicho efecto pagar la deuda subordinada, (ii) la reestructuración de los pasivos del Emisor (lo cual incluye la amortización de la deuda a corto y largo plazo actual), (iii) capital de trabajo, y (iv) otros usos corporativos.

Garantías: Garantía genérica del Patrimonio del Emisor.

Resguardos: Durante la vigencia de los Bonos, el Emisor en todo momento debe mantener un índice de deuda financiera sobre EBITDA no mayor a 4.0 veces hasta el primer trimestre de 2017 y de 3.5 veces en adelante.

Cabe mencionar que las emisiones inscritas y vigentes se encuentran detalladas al final del informe. Asimismo, es de resaltar que si bien el programa establece la facultad de rescatar los bonos en forma anticipada, las emisiones vigentes han sido registradas sin tal opción de rescate.

TERCER PROGRAMA DE BONOS CORPORATIVOS

En Junta General de Accionistas de fecha 11 de junio de 2015, se aprobó la inscripción del Tercer Programa de Bonos Corporativos de EnerSur S.A por un periodo de seis años. Las características generales del programa son las siguientes:

Monto: US\$500.0 millones

Moneda de la Emisión: Dólares o Soles.

Emisiones y Series: Una o más.

Tasa de Interés: Según se establezca en el Contrato y Prospecto Complementario correspondiente. Esta puede ser

fija, variable, sujeta a algún índice de reajuste o cupón cero.

Destino de los Recursos: (i) capital de trabajo, (ii) solventar futuras necesidades de financiamiento del Emisor, (iii) reestructuración de los pasivos del Emisor (lo cual incluye la amortización de la deuda a corto y largo plazo actual), (iv) otros usos corporativos, y/o (v) aquellos fines establecidos en los Prospectos y Contratos Complementarios.

Garantías: Garantía genérica del Patrimonio del Emisor.

Resguardos: No registra resguardos financieros.

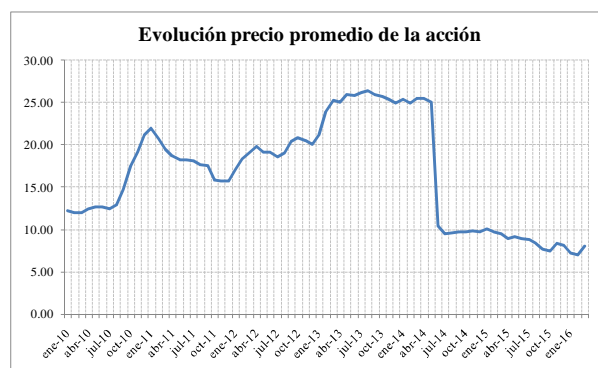
ACCIONES COMUNES

El 05 de febrero de 2004, la Empresa colocó en el mercado de capitales, mediante Oferta Privada, acciones comunes por un monto total de US\$48.0 millones, las cuales fueron adquiridas por las administradoras privadas de fondos de pensiones (AFPs). Así, Suez-Tractebel (accionista mayoritario en su momento) redujo su participación de 99.9% a 78.9% y las AFPs adquirieron una participación conjunta de 21.1%.

Posteriormente, en el 2012, el Directorio de la Compañía acordó incrementar el capital social por nuevos aportes de hasta S/401.4 millones (equivalente a US\$150.0 millones), el mismo que incluye el valor de la prima de suscripción y con lo cual se suscribieron 24.3 millones de nuevas acciones.

En junio de 2014 se realizó la capitalización de la prima de capital registrada en el 2012, lo que generó un incremento de acciones comunes en 377.1 millones, hasta un total de 601.4 millones. De este modo, la ganancia básica y diluida por acción común al 31 de marzo de 2016 es de US\$0.088 (US\$0.302 y US\$0.271 al 2014 y 2015, respectivamente).

A la fecha de corte, el capital social de ENGIE se mantiene en US\$219.1 millones y el capital adicional en US\$35.9 millones, siendo la reserva legal de US\$43.8 (+49.08% entre el 2014 y 2015). Por su parte, los resultados acumulados presentaron un incremento de 23.15% entre ejercicios, creciendo en los primeros tres meses del presente año en 40.17%, al totalizar US\$547.9 millones.



Fuente: BVL / Elaboración: Equilibrium

Política y Distribución de Dividendos

En Junta General de Accionistas de fecha 21 de setiembre de 2010 se aprobó la política de dividendos de la Empresa, la misma que estipulaba la distribución de dividendos por una suma equivalente de por lo menos el 30% de las utilidades anuales disponibles. No obstante, en octubre de 2015, se decidió en JGA modificar dicha política estipulando que a partir de esa fecha los dividendos tomaran como base los resultados obtenidos hasta el 31 de diciembre de 2014, y cuando estos se agoten, se realizará el cargo a los resultados obtenidos a partir de 01 de enero de 2016.

Tal es así que, durante el ejercicio 2015, la Compañía resolvió distribuir dividendos por US\$49.6 millones, siendo el 16 de marzo la repartición de US\$19.6 millones del saldo pendiente del 2014 y el 17 de noviembre el adelanto de las utilidades del 2015 por US\$30.0 millones. Asimismo, el 14 de marzo de 2016 la Empresa acordó distribuir dividendos por US\$24.4 millones correspondiente al saldo del ejercicio 2015.

ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A. (ANTES ENERSUR S.A.)

Estados de Situación Financiera

(Miles de Dólares)

ACTIVOS	Dic.12		Dic.13		Dic.14		Mar.15		Dic.15		Mar.16		Var.	Var.
													Mar.16/Dic.15	Dic.15/Dic.14
Efectivo	96,926	7.21%	25,485	1.68%	28,530	1.66%	26,294	1.45%	52,181	2.54%	71,020	3.33%	36.10%	82.90%
Cuentas por cobrar comerciales (neto)	55,976	4.16%	86,655	5.71%	75,971	4.41%	78,195	4.32%	87,865	4.28%	90,907	4.26%	3.46%	15.66%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	45	0.00%	42	0.00%	535	0.03%	522	0.03%	165	0.01%	49	0.00%	-70.30%	-69.16%
Otras cuentas por cobrar	3,844	0.29%	23,051	1.52%	2,541	0.15%	2,666	0.15%	12,061	0.59%	9,547	0.45%	-20.84%	374.66%
Impuesto a las ganancias	-	0.00%	-	0.00%	-	0.00%	-	0.00%	3,957	0.19%	8,357	0.39%	111.20%	-
Existencias	35,831	2.66%	78,798	5.19%	82,770	4.80%	80,632	4.45%	56,152	2.73%	60,169	2.82%	7.15%	-32.16%
Gastos pagados por anticipado	6,425	0.48%	7,179	0.47%	7,141	0.41%	6,211	0.34%	8,139	0.40%	5,795	0.27%	-28.80%	13.98%
Total Activo Corriente	199,047	14.80%	221,210	14.57%	197,488	11.46%	194,520	10.74%	220,520	10.74%	245,844	11.51%	11.48%	11.66%
Instrumentos financieros derivados	19,011	1.41%	5,486	0.36%	-	0.00%	-	0.00%	4,261	0.21%	5,847	0.27%	37.22%	-
Gastos pagados por anticipado	24,609	1.83%	27,725	1.83%	30,475	1.77%	32,897	1.82%	33,849	1.65%	35,708	1.67%	5.49%	11.07%
Anticipos otorgados	24,282	1.81%	22,399	1.48%	19,965	1.16%	22,901	1.26%	29,272	1.43%	32,196	1.51%	9.99%	46.62%
Propiedades, planta y equipo (neto)	1,015,148	75.47%	1,161,747	76.52%	1,380,136	80.08%	1,465,040	80.91%	1,673,005	81.47%	1,722,821	80.69%	2.98%	21.22%
Otros activos	-	0.00%	-	0.00%	94,804	5.50%	-	0.00%	92,183	4.49%	92,233	4.32%	0.05%	-2.76%
Intangibles, neto	63,033	4.69%	79,577	5.24%	512	0.03%	95,266	5.26%	394	0.02%	413	0.02%	4.82%	-23.05%
Total Activo No Corriente	1,146,083	85.20%	1,296,934	85.43%	1,525,892	88.54%	0.00%	0.00%	1,832,964	89.26%	1,889,218	88.49%	3.07%	20.12%
TOTAL ACTIVOS	1,345,130	100.00%	1,518,144	100.00%	1,723,380	100.00%	1,810,624	100.00%	2,053,484	100.00%	2,135,062	100.00%	3.97%	19.15%

PASIVO Y PATRIMONIO	Dic.12		Dic.13		Dic.14		Mar.15		Dic.15		Mar.16		Var.	Var.
													Mar.16/Dic.15	Dic.15/Dic.14
Obligaciones financieras de corto plazo	-	0.00%	85,000	5.60%	105,000	6.09%	110,000	6.08%	118,252	5.76%	121,276	5.68%	2.56%	12.62%
Cuentas por pagar comerciales	32,449	2.41%	42,129	2.78%	39,416	2.29%	33,084	1.83%	59,219	2.88%	46,057	2.16%	-22.23%	50.24%
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	130	0.01%	156	0.01%	526	0.03%	83	0.00%	1,158	0.06%	615	0.03%	-46.89%	120.15%
Pasivo por impuesto a las ganancias	-	0.00%	-	0.00%	6,925	0.40%	7,490	0.41%	-	0.00%	-	0.00%	-	-100.00%
Pasivo por beneficio a los empleados	10,608	0.79%	11,793	0.78%	11,438	0.66%	7,521	0.42%	12,939	0.63%	7,192	0.34%	-44.42%	13.12%
Otras cuentas por pagar	16,327	1.21%	8,197	0.54%	11,591	0.67%	35,555	1.96%	19,873	0.97%	50,348	2.36%	153.35%	71.45%
Porción corriente deuda LP	73,875	5.49%	114,900	7.57%	87,200	5.06%	88,127	4.87%	126,018	6.14%	139,158	6.52%	10.43%	44.52%
Total Pasivo Corriente	133,389	9.92%	262,175	17.27%	262,096	15.21%	281,860	15.57%	337,459	16.43%	364,646	17.08%	8.06%	28.75%
Provisiones	2,284	0.17%	2,078	0.14%	1,952	0.11%	1,877	0.10%	1,705	0.08%	1,749	0.08%	2.58%	-12.65%
Obligaciones financieras	590,374	43.89%	526,278	34.67%	615,536	35.72%	651,120	35.96%	709,632	34.56%	729,650	34.17%	2.82%	15.29%
Instrumentos financieros derivados	898	0.07%	7,066	0.47%	6,589	0.38%	9,502	0.52%	19,091	0.93%	18,183	0.85%	-4.76%	189.74%
Impuesto a las ganancias diferido	68,050	5.06%	81,794	5.39%	100,849	5.85%	95,131	5.25%	114,777	5.59%	124,288	5.82%	8.29%	13.81%
Total Pasivo No Corriente	661,606	49.19%	617,216	40.66%	724,926	42.06%	757,630	41.84%	845,205	41.16%	873,870	40.93%	3.39%	16.59%
TOTAL PASIVO	794,995	59.10%	879,391	57.93%	987,022	57.27%	1,039,490	57.41%	1,182,664	57.59%	1,238,516	58.01%	4.72%	19.82%
Capital social	78,170	5.81%	78,170	5.15%	219,079	12.71%	219,079	12.10%	219,079	10.67%	219,079	10.26%	0.00%	0.00%
Capital adicional	176,831	13.15%	176,831	11.65%	35,922	2.08%	35,922	1.98%	35,922	1.75%	35,922	1.68%	0.00%	0.00%
Reserva legal	13,816	1.03%	15,634	1.03%	29,391	1.71%	29,391	1.62%	43,816	2.13%	43,816	2.05%	0.00%	49.08%
Otras reservas del patrimonio	1,281	0.10%	(4,730)	-0.31%	(2,993)	-0.17%	(2,911)	-0.16%	(332)	-0.02%	(3,219)	-0.15%	869.58%	-88.91%
Resultados acumulados	179,406	13.34%	245,425	16.17%	317,391	18.42%	435,318	24.04%	390,879	19.03%	547,912	25.66%	40.17%	23.15%
Resultados del ejercicio	100,631	7.48%	127,423	8.39%	137,568	7.98%	54,335	3.00%	181,456	8.84%	53,036	2.48%	-70.77%	31.90%
TOTAL PATRIMONIO NETO	550,135	40.90%	638,753	42.07%	736,358	42.73%	771,134	42.59%	870,820	42.41%	896,546	41.99%	2.95%	18.26%
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	1,345,130	100.00%	1,518,144	100.00%	1,723,380	100.00%	1,810,624	100.00%	2,053,484	100.00%	2,135,062	100.00%	3.97%	19.15%

ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A. (ANTES ENERSUR S.A.)

Estado de Resultados Integrales

(Miles de Dólares)

	Dic.12		Dic.13		Dic.14		Mar.15		Dic.15		Mar.16		Var. Mar.16/Mar.15	Var. Dic.15/Dic.14
Ventas netas	496,128	100.00%	609,917	100.00%	618,881	100.00%	170,402	100.00%	713,722	100.00%	198,217	100.00%	16.32%	15.32%
Costo de ventas	(320,370)	-64.57%	(364,934)	-59.83%	(353,812)	-57.17%	(92,613)	-54.35%	(417,290)	-58.47%	(115,230)	-58.13%	24.42%	17.94%
Ganancia Bruta	175,758	35.43%	244,983	40.17%	265,069	42.83%	77,789	45.65%	296,432	41.53%	82,987	41.87%	6.68%	11.83%
Gastos de administración	(21,165)	-4.27%	(26,210)	-4.30%	(24,636)	-3.98%	(5,287)	-3.10%	(23,079)	-3.23%	(4,033)	-2.03%	-23.72%	-6.32%
Ganancia Operativa	154,593	31.16%	218,773	35.87%	240,433	38.85%	72,502	42.55%	273,353	38.30%	78,954	39.83%	8.90%	13.69%
Ingresos financieros	4,882	0.98%	2,995	0.49%	1,544	0.25%	182	0.11%	707	0.10%	1,005	0.51%	452.20%	-54.21%
Gastos financieros	(15,315)	-3.09%	(38,689)	-6.34%	(36,853)	-5.95%	(7,804)	-4.58%	(30,539)	-4.28%	(9,433)	-4.76%	20.87%	-17.13%
Otros ingresos/gastos neto	(1,911)	-0.39%	7,170	1.18%	(2,129)	-0.34%	111	0.07%	(4,382)	-0.61%	708	0.36%	537.84%	105.82%
Resultado en venta de activos	(313)	-0.06%	-	0.00%	-	0.00%	-	0.00%	-	0.00%	-	0.00%	-	-
Diferencia cambiaria	4,904	0.99%	(4,447)	-0.73%	(4,230)	-0.68%	(1,503)	-0.88%	(6,469)	-0.91%	1,876	0.95%	-224.82%	52.93%
Resultado antes de I.R.	146,840	29.60%	185,802	30.46%	198,765	32.12%	63,488	37.26%	232,670	32.60%	73,110	36.88%	15.16%	17.06%
Gasto por impuesto a las ganancias	(46,208)	-9.31%	(58,379)	-9.57%	(61,197)	-9.89%	(9,153)	-5.37%	(51,214)	-7.18%	(20,074)	-10.13%	119.32%	-16.31%
RESULTADO NETO DEL EJERCICIO	100,631	20.28%	127,423	20.89%	137,568	22.23%	54,335	31.89%	181,456	25.42%	53,036	26.76%	-2.39%	31.90%
Variación neta por cobertura del flujo de efectivo	4,345	0.88%	(6,011)	-0.99%	1,737	0.28%	82	0.05%	2,661	0.37%	(2,887)	-1.46%	-3620.73%	53.20%
RESULTADO INTEGRAL DEL EJERCICIO	104,976	21.16%	121,412	19.91%	139,305	22.51%	54,417	31.93%	184,117	25.80%	50,149	25.30%	-7.84%	32.17%

INDICADORES FINANCIEROS	Dic.12	Dic.13	Dic.14	Mar.15	Dic.15	Mar.16
Solvencia y endeudamiento						
(Pasivo - Diferido) / Patrimonio	1.32	1.25	1.20	1.22	1.23	1.24
Pasivo / Patrimonio	1.45	1.38	1.34	1.35	1.36	1.38
Pasivo / Capital Social	10.17	11.25	4.51	4.74	5.40	5.65
Endeudamiento del Activo	0.59	0.58	0.57	0.57	0.58	0.58
Deuda Financiera Total / Pasivo	0.84	0.83	0.83	0.83	0.82	0.81
Deuda Financiera LP / Patrimonio	1.07	0.83	0.84	0.86	0.84	0.83
Pasivo Corriente / Total Pasivo	0.17	0.30	0.27	0.27	0.29	0.29
Liquidez						
Liquidez Corriente	1.49	0.84	0.75	0.69	0.65	0.67
Prueba Ácida	1.18	0.52	0.41	0.38	0.46	0.49
Liquidez Absoluta	0.73	0.10	0.11	0.09	0.15	0.19
Activo Corriente / Total Pasivo	0.25	0.25	0.20	0.19	0.19	0.20
Capital de Trabajo	65,658	-40,965	-64,608	-87,340	-116,939	-118,802
Capital de Trabajo / Ventas	13.23%	-6.72%	-10.44%	-13.82%	-16.38%	-16.02%
Gestión						
Gastos Operativos / Ventas	4.27%	4.30%	3.98%	3.89%	3.23%	2.94%
Gastos Financieros / Ventas	3.09%	6.34%	5.95%	5.48%	4.28%	4.34%
Rotación de Cuentas por Cobrar (días)**	34	43	37	35	38	35
Rotación de Cuentas por Pagar (días)**	32	32	34	28	46	37
Rotación de Inventarios (días)	40	78	84	78	48	47
Rentabilidad						
Margen Neto	20.28%	20.89%	22.23%	31.89%	25.42%	26.76%
Margen Operativo	31.16%	35.87%	38.85%	42.55%	38.30%	39.83%
Margen Bruto	35.43%	40.17%	42.83%	45.65%	41.53%	41.87%
Margen EBITDA	38.30%	43.11%	46.77%	47.45%	45.56%	45.01%
ROAA*	9.19%	8.90%	8.49%	9.09%	9.61%	9.13%
ROAE*	23.05%	21.44%	20.01%	21.53%	22.58%	21.61%
Generación						
FCO*	119,035	112,436	223,277	140,596	242,994	257,510
EBIT*	154,593	218,773	240,433	249,983	273,353	279,805
EBITDA	190,017	262,922	289,445	84,924	325,180	93,477
EBITDA*	190,017	262,922	289,445	299,868	325,180	333,733
EBITDA / Gastos financieros	12.41	6.80	7.85	8.66	10.65	10.37
EBITDA* / Servicio de deuda	2.13	1.71	2.33	2.44	2.08	1.95
FCO* / Servicio de deuda	1.33	0.73	1.80	1.15	1.55	1.50
Deuda Financiera / EBITDA*	3.50	2.79	2.81	2.86	2.99	3.02

* Anualizado

** Descontado de IGV

ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A. (ANTES ENERSUR S.A.)
VALORES MOBILIARIOS EMITIDOS POR OFERTA PUBLICA PRIMARIA
INSCRITOS Y VIGENTES EN EL REGISTRO PÚBLICO DEL MERCADO DE VALORES
31 DE MARZO DE 2016

TIPO DE VALOR MOBILIARIO	Nº PROG. ó EMIS.	FECHA DE INSCRIPCIÓN EN R.P.M.V.	FECHA DE COLOCAC.	TASA DE INTERES		PAGO INTERES	PLAZO	FECHA DE REDENCIÓN	MONTO INSCRITO POR PROGRAMA		MONTO INSCRITO POR EMISIÓN		SALDO EN CIRCULACIÓN	
									DOLARES	N. SOLES	DOLARES	N. SOLES	DÓLARES	N. SOLES
B. CORPORATIVOS	1er. Prog.	16-nov-07							400,000,000		115,000,000	146,510,000	50,000,000	247,225,000
		Pr.16-nov-09												
	1ra. Emis. Única	26-nov-07	29-nov-07	T.I.N.A.	6.81250%	SEM.	10 años	30-nov-17			40,000,000			120,700,000
	2da Emis. Única	17-abr-08	06-jun-08	T.I.N.A.	7.18750%	SEM.	10 años	09-jun-18				90,000,000		120,700,000
	3ra. Emis. Única	17-abr-08	06-jun-08	T.I.N.A.	6.31250%	SEM.	20 años	09-jun-28			10,000,000		10,000,000	84,105,000
	4ta Emis. A	19-jun-09	26-jun-09	T.I.N.A.	6.50000%	SEM.	7 años	30-jun-16			40,000,000		15,000,000	84,105,000
	6ta Emis. A	29-nov-10	02-dic-10	T.I.N.A.	6.50000%	SEM.	15 años	03-dic-25			25,000,000		25,000,000	
	7ma. Emis. A	29-nov-10	02-dic-10	T.I.N.A.	7.59375%	SEM.	10 años	03-dic-20				56,510,000		42,420,000
B. CORPORATIVOS	3er. Prog.	30-oct-15							500,000,000		-		-	-

LAS CLASIFICACIONES CREDITICIAS EMITIDAS POR EQUILIBRIUM CLASIFICADORA DE RIESGO S.A. (“EQUILIBRIUM”) CONSTITUYEN LAS OPINIONES ACTUALES DE EQUILIBRIUM SOBRE EL RIESGO CREDITICIO FUTURO RELATIVO DE ENTIDADES, COMPROMISOS CREDITICIOS O DEUDA O VALORES SIMILARES A DEUDA, Y LAS CLASIFICACIONES CREDITICIAS Y PUBLICACIONES DE INVESTIGACION PUBLICADAS POR EQUILIBRIUM (LAS “PUBLICACIONES DE EQUILIBRIUM”) PUEDEN INCLUIR OPINIONES ACTUALES DE EQUILIBRIUM SOBRE EL RIESGO CREDITICIO FUTURO RELATIVO DE ENTIDADES, COMPROMISOS CREDITICIOS O DEUDA O VALORES SIMILARES A DEUDA. EQUILIBRIUM DEFINE RIESGO CREDITICIO COMO EL RIESGO DE QUE UNA ENTIDAD NO PUEDA CUMPLIR CON SUS OBLIGACIONES CONTRACTUALES, FINANCIERAS UNA VEZ QUE DICHAS OBLIGACIONES SE VUELVEN EXIGIBLES, Y CUALQUIER PERDIDA FINANCIERA ESTIMADA EN CASO DE INCUMPLIMIENTO. LAS CLASIFICACIONES CREDITICIAS NO TOMAN EN CUENTA CUALQUIER OTRO RIESGO, INCLUYENDO SIN LIMITACION: RIESGO DE LIQUIDEZ, RIESGO DE VALOR DE MERCADO O VOLATILIDAD DE PRECIO. LAS CLASIFICACIONES DE RIESGO Y LAS OPINIONES DE EQUILIBRIUM INCLUIDAS EN LAS PUBLICACIONES DE EQUILIBRIUM NO CONSTITUYEN DECLARACIONES DE HECHOS ACTUALES O HISTORICOS. LAS CLASIFICACIONES CREDITICIAS Y PUBLICACIONES DE EQUILIBRIUM NO CONSTITUYEN NI PROPORCIONAN RECOMENDACION O ASESORIA FINANCIERA O DE INVERSION, Y LAS CLASIFICACIONES CREDITICIAS Y PUBLICACIONES DE EQUILIBRIUM NO CONSTITUYEN NI PROPORCIONAN RECOMENDACIONES PARA COMPRAR, VENDER O MANTENER VALORES DETERMINADOS. NI LAS CLASIFICACIONES CREDITICIAS NI LAS PUBLICACIONES DE EQUILIBRIUM CONSTITUYEN COMENTARIOS SOBRE LA IDONEIDAD DE UNA INVERSION PARA CUALQUIER INVERSIONISTA ESPECIFICO. EQUILIBRIUM EMITE SUS CLASIFICACIONES CREDITICIAS Y PUBLICA SUS PUBLICACIONES CON LA EXPECTATIVA Y EL ENTENDIMIENTO DE QUE CADA INVERSIONISTA EFECTUARA, CON EL DEBIDO CUIDADO, SU PROPIO ESTUDIO Y EVALUACION DE CADA VALOR SUJETO A CONSIDERACION PARA COMPRA, TENENCIA O VENTA.

LAS CLASIFICACIONES CREDITICIAS Y PUBLICACIONES DE EQUILIBRIUM NO ESTAN DESTINADAS PARA SU USO POR PEQUEÑOS INVERSIONISTAS Y SERÍA IMPRUDENTE QUE UN PEQUEÑO INVERSIONISTA TUVIERA EN CONSIDERACION LAS CLASIFICACIONES DE RIESGO O PUBLICACIONES DE EQUILIBRIUM AL TOMAR CUALQUIER DECISION DE INVERSION. EN CASO DE DUDA USTED DEBERA CONSULTAR A SU ASESOR FINANCIERO U OTRO ASESOR PROFESIONAL.

TODA LA INFORMACION AQUI CONTENIDA SE ENCUENTRA PROTEGIDA POR LEY, INCLUYENDO SIN LIMITACION LAS LEYES DE DERECHO DE AUTOR (COPYRIGHT), Y NINGUNA DE DICHA INFORMACION PODRA SER COPIADA, REPRODUCIDA, REFORMULADA, TRANSMITIDA, TRANSFERIDA, DIFUNDIDA, REDISTRIBUIDA O REVENDIDA DE CUALQUIER MANERA, O ARCHIVADA PARA USO POSTERIOR EN CUALQUIERA DE LOS PROPOSITOS ANTES REFERIDOS, EN SU TOTALIDAD O EN PARTE, EN CUALQUIER FORMA O MANERA O POR CUALQUIER MEDIO, POR CUALQUIER PERSONA SIN EL CONSENTIMIENTO PREVIO POR ESCRITO DE EQUILIBRIUM.

Toda la información aquí contenida es obtenida por EQUILIBRIUM de fuentes consideradas precisas y confiables. Sin embargo, debido a la posibilidad de error humano o mecánico y otros factores, toda la información contenida en este documento es proporcionada “TAL CUAL” sin garantía de ningún tipo. EQUILIBRIUM adopta todas las medidas necesarias a efectos de que la información que utiliza al asignar una clasificación crediticia sea de suficiente calidad y de fuentes que EQUILIBRIUM considera confiables, incluyendo, cuando ello sea apropiado, fuentes de terceras partes. Sin perjuicio de ello, EQUILIBRIUM no es un auditor y no puede, en cada momento y de manera independiente, verificar o validar información recibida en el proceso de clasificación o de preparación de una publicación.

En la medida que ello se encuentre permitido por ley, EQUILIBRIUM y sus directores, funcionarios, trabajadores, agentes, representantes, licenciantes y proveedores efectúan un descargo de responsabilidad frente a cualquier persona o entidad por cualquier pérdida o daño indirecto, especial, consecuencial o incidental derivado de o vinculado a la información aquí contenida o el uso o inhabilidad de uso de dicha información, inclusive si EQUILIBRIUM o cualquiera de sus directores, funcionarios, trabajadores, agentes, representantes, licenciantes o proveedores es advertido por adelantado sobre la posibilidad de dichas pérdidas o daños, incluyendo sin limitación: (a) cualquier pérdida de ganancias presentes o potenciales, o (b) cualquier pérdida o daño derivado cuando el instrumento financiero correspondiente no sea objeto de una clasificación crediticia específica asignada por EQUILIBRIUM.

En la medida que ello se encuentre permitido por ley, EQUILIBRIUM y sus directores, funcionarios, trabajadores, agentes, representantes, licenciantes y proveedores efectúan un descargo de responsabilidad por cualquier pérdida o daño directo o compensatorio causados a cualquier persona o entidad, incluyendo sin limitación cualquier negligencia (pero excluyendo fraude, dolo o cualquier otro tipo de responsabilidad que no pueda ser excluido por ley) en relación con o cualquier contingencias dentro o fuera del control de EQUILIBRIUM o cualquiera de sus directores, funcionarios, trabajadores, agentes, representantes, licenciantes y proveedores, derivados de o vinculados a la información aquí contenida o el uso de o la inhabilidad de usar cualquiera de dicha información.

EQUILIBRIUM NO PRESTA NI EFECTUA, DE NINGUNA FORMA, GARANTIA ALGUNA, EXPRESA O IMPLICITA, RESPECTO A LA PRECISION, OPORTUNIDAD, INTEGRIDAD, COMERCIALIZACION O AJUSTE PARA CUALQUIER PROPOSITO ESPECIFICO DE CUALQUIER CLASIFICACION O CUALQUIER OTRA OPINION O INFORMACION.