

ENGIE Energía Perú S.A.

Informe Semestral

Ratings

Tipo Instrumento	Rating Actual	Rating Anterior	Fecha Cambio
Bonos Corporativos	AAA	NM	
Acciones	1 ^o (pe)	NM	

NM – No modificado anteriormente

Información financiera no auditada a junio 2016.

Perspectiva

Estable

Indicadores Financieros

ENGIE Energía Perú US\$ MM	LTM Jun-16	Dic-15	Dic-14
Ingresos	745.5	713.7	618.9
EBITDAR	337.6	329.1	293.4
Flujo de Caja Operativo	262.5	243.0	223.3
Deuda Total	1,003.6	953.9	807.7
Caja	77.9	52.2	28.5
Deuda Ajustada Neta / EBITDAR	3.1	3.1	3.0
EBITDAR/ (Gastos Fin.+ alquileres)	8.9	9.5	7.2

Fuente: EEP

Fundamentos

ENGIE Energía Perú S.A. (EEP), antes EnerSur S.A., es la segunda empresa generadora de energía eléctrica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), con una generación de 7,597.6 GWh en el año móvil finalizado a junio 2016, y una participación de 16.3% en el total de energía generada en el sistema.

Actualmente, tiene una capacidad instalada aproximada de 2,637 MW, distribuida en seis centrales térmicas a: gas natural – ChilcaUno Ciclo Combinado (851.8 MW), ChicaDos Ciclo Abierto (75.5 MW), carbón – Ilo 21 (135.0 MW), diésel y vapor – Ilo 1 (216.8 MMW), diésel – Ilo 31 (500.0 MW) y diésel y gas natural – Nodo Energético Planta Ilo (610 MW); y dos centrales hidroeléctricas - Quitarcaca (114.0 MW) y Yuncán (134.2 MW); esta última en calidad de usufructo hasta setiembre del 2035. EEP es subsidiaria del Grupo ENGIE, a través de International Power S.A. (antes Suez Tractebel S.A.), quien posee el 61.77% del accionariado.

Las clasificaciones otorgadas reflejan la sólida posición financiera de EEP, la cual se sustenta en el adecuado nivel de capitalización, la diversificación de sus fuentes de energía y la generación de energía a bajos costos de operación, así como el respaldo, en términos de *know-how*, de su principal accionista, ENGIE (antes GDF SUEZ), uno de los principales grupos de servicios del mundo por valor de mercado.

Las inversiones realizadas han permitido a la Empresa consolidarse como la segunda generadora en cuanto a energía despachada al sistema, con el portafolio de generación más diversificado del país (agua, gas, residual 500, diésel, carbón y se encuentra además desarrollando un proyecto solar).

Las expansiones realizadas y las continuas mejoras en la eficiencia operativa, complementadas con una adecuada estrategia comercial y la existencia de sólidos contratos de venta, han permitido a la Empresa mantener una tendencia creciente en su generación de caja, lo cual ha hecho posible que EEP autofinancie parte importante de sus inversiones, y mantenga adecuados ratios de deuda sobre capitalización (53.8% a junio 2016).

La generación de caja de EEP ha mostrado un crecimiento sostenido, durante los últimos años, sustentado en su incremento de capacidad y estrategia comercial. Asimismo, ha logrado mantener controlado el nivel de apalancamiento, a pesar de tener varios proyectos en desarrollo, lo cual le ha permitido una alta flexibilidad financiera y holgados niveles de coberturas.

Analistas

Julio Loc
(511) 444 5588
julio.loc@aai.com.pe

Ximena Iparraguirre
(511) 444 5588
ximena.iparraguirre@aai.com.pe

Entre los últimos proyectos que se encuentra desarrollando destacan: i) **Central Térmica ChilcaDos**, que contempla la ampliación de la Central Térmica ChilcaUno, cuya primera turbina a gas en ciclo abierto entró en operación comercial en mayo 2016 (+75.5 MW). Se espera que la turbina a vapor, para operar en ciclo combinado, entre en operación durante el cuarto trimestre del 2016 (+37.0 MW). Dicho proyecto implicará una inversión estimada de US\$130 millones; y, ii) **Proyecto Solar Fotovoltaico Intipampa** (aproximadamente 40 MW), el cual significará una inversión aproximada de US\$55 millones.

En consecuencia, el apalancamiento irá disminuyendo conforme los proyectos entren en operación y generen EBITDA. En este sentido, Apoyo & Asociados Internacionales (Apoyo & Asociados) espera que el esquema de financiamiento de los proyectos permita que EEP mantenga un perfil de riesgo adecuado a las clasificaciones de riesgo otorgadas, considerando el compromiso de los accionistas, reflejado en los aportes adicionales realizados.

¿Qué podría modificar la clasificación?

Incrementos significativos en los niveles de apalancamiento de manera sostenida que limiten la flexibilidad financiera de la Compañía, podrían tener impactos negativos en la clasificación de riesgo.

■ Acontecimientos recientes

Con fecha 23 de junio del 2016, dentro del marco de Tercer Programa de Bonos Corporativos, se realizó la primera emisión de bonos por un importe de S/. 250 millones a un plazo de 10 años.

Con fecha 22 de octubre del 2016, se inició la operación comercial de la Central Térmica Nodo Energético Planta Ilo (+610.0 MW) ubicada en Ilo, Moquegua y operará en su primera etapa con diésel, para luego utilizar gas natural una vez que este recurso esté disponible en la zona sur del país.

■ Perfil

EEP se constituyó el 20 de setiembre de 1996, bajo el nombre de Powerfin Perú S.A. (EnerSur S.A. a partir de agosto de 2007 y ENGIE Energía Perú desde marzo de 2016) con el fin de adquirir los activos de generación de electricidad de la minera SPCC (C.T. Ilo1 de 216.8 MW a junio del 2016), a cambio de proveerle electricidad por un plazo no menor a 20 años desde abril de 1997. Así, EEP se convirtió en el proveedor exclusivo de electricidad de SPCC, y éste, en su principal cliente.

Desde su constitución, la Empresa ha expandido continuamente su capacidad instalada, y ha pasado de contar con 177 MW, en 1997, a 2,637 MW a la fecha. El CAPEX proyectado, desde el 2010 hasta el 2018, considera seis proyectos de inversión a lo largo de dicho periodo, y se traduce en una inversión total en activos de generación y transmisión de US\$1,600 millones aproximadamente.

A la fecha del presente informe, cuatro de los seis proyectos (ChilcaUno, Reserva Fría Ilo31, Quitaracsa y Nodo Energético Planta Ilo) ya entraron en operación al 100%, por lo que se esperaba que, a fines del 2018, los últimos dos proyectos en desarrollo (ChilcaDos e Intipampa) se encuentren operativos en su totalidad.

Los proyectos han sido y continúan siendo financiados en gran parte con recursos propios, lo cual representa el compromiso de los accionistas con el desarrollo y crecimiento de la Empresa.

Con la puesta en marcha de la C.H. Quitaracsa en octubre 2015, de la primera turbina del proyecto ChilcaDos en mayo 2016 y de la C.T. Nodo Energético Planta Ilo en octubre 2016, la potencia instalada de EEP se incrementó en 800 MW. Posteriormente, con la próxima culminación de la turbina a vapor del proyecto C.T. ChilcaDos, planificada para el cuarto trimestre del 2016, la potencia instalada se incrementará en

37 MW adicionales y llegará hasta 2,715 MW, en el 2018, con la culminación del proyecto Intipampa.

■ Accionistas

EEP, a través de International Power, forma parte del Grupo ENGIE, grupo que resulta de la fusión de SUEZ y Gaz de France S.A. (empresa pública de gas de Francia), aprobada en julio 2008. De esta manera, ENGIE Energía Perú pertenece al área de negocio denominada ENGIE Latin America, la cual agrupa operaciones en Argentina, Chile y México.

ENGIE desarrolla sus actividades en los sectores de energía, gas natural y servicios energéticos a nivel mundial. Es uno de los mayores grupos de servicios del mundo por valor de mercado. El Grupo cuenta con una capacidad de generación de energía de aproximadamente 117.1 GW, así como 8.1 GW de capacidad adicional que actualmente se encuentran en proceso de implementación.

Al cierre del primer semestre del 2016, los ingresos consolidados del Grupo ascendieron a €33.5 billones, mientras que su EBITDA, a €5.7 billones (€38.5 y 6.1 billones a junio 2015, respectivamente).

Como resultado de la situación económica europea y nuevas políticas internas, en línea con la transformación del Grupo, éste ha definido diversos objetivos de tipo estratégico y financiero para los próximos años.

International Power S.A. (antes Suez Tractebel) es el principal accionista de EEP con el 61.77% de las acciones. El 38.23% restante se encuentra dividido entre las AFP's peruanas, compañías de seguros y otras personas naturales y jurídicas.

Además de EEP, el grupo participa en el accionariado de Transportadora de Gas del Perú (TGP, transportadora del gas natural desde Camisea a Lima) con el 8.065% del capital social.

■ Operaciones

A junio 2016, EEP representaba el 16.5% de la potencia firme del SEIN y ocupaba el segundo lugar en el Sistema. Actualmente, cuenta con ocho centrales que totalizan una capacidad instalada de 2,637 MW. Adicionalmente, posee líneas de transmisión secundarias de 138 y 220 kv de tensión, por un total de 279.2 km.

Capacidad de Generación

Plantas	Ubicación	Unidad	Combustible	Potencia Nominal (MW)	Puesta en Operación	Factor de Carga 12M jun.2016
C.T. Ilo1*		TV3	Vapor / R500	66.00	1997	12.2%
		TV4	Vapor / R500	66.00	1997	
		Catkako	Diesel 2	3.30	1997	
		TG1	Diesel 2	39.29	1997	
		TG2	Diesel 2	42.20	1999	
C.T. Ilo21	Moquegua	TV21	Carbón / Diesel 2	135.00	2000	43.7%
C.H. Yuncán	Cerro de Pasco	G1, G2, G3	Agua	134.16	2005	68.0%
C.T. ChilcaUno	Lima	CCTG	Gas Natural	851.80	2006	80.3%
C.T. ChilcaDos	Lima	CATG	Gas Natural	75.50	2016	50.5%
C.H. Quitaracsca	Ancash	G1, G2	Agua	114.00	2015	37.9%
C.T. Ilo31	Moquegua	TG1, TG2, TG3	Diesel 2 - B5	500.00	2013	1.6%
C.T. Nodo Energético	Moquegua	TG41, TG42, TG43	Diesel B5, Gas Natural	610.00	2016	0.0%
TOTAL				2,637.2		

*es adquirida a SPCC, con excepción de la TG2

Debido a las continuas inversiones realizadas, EEP es la empresa con el portafolio de generación más diversificado del país. La C.H. Yuncán (5.1% de la potencia instalada) fue dada a la Compañía en usufructo por la Empresa de Generación de Energía Eléctrica del Centro (EGECEN), ahora Activos Mineros, de propiedad del Estado, en febrero de 2004, por un plazo de 30 años contados a partir de la fecha de entrega de la C.H. Yuncán, 7 de setiembre de 2005.

De esta manera, EEP suscribió con el Estado peruano un Contrato de Garantías en virtud del cual, el Estado garantiza las obligaciones de Activos Mineros. El costo total de la Concesión ascendió a US\$172.7 millones, compuestos por: i) US\$48.4 millones por derecho de contrato; ii) US\$105.5 millones por derecho de usufructo; y, iii) US\$18.8 millones en aportes sociales a la zona de influencia. Los dos últimos rubros serán pagados a lo largo de un periodo de 17 años, con pagos semestrales a partir de la fecha de entrega de la central.

Asimismo, EEP cuenta con la C.H. Quitaracsca (4.3% de la potencia instalada); dicho proyecto consistió en la construcción de una central hidroeléctrica con una potencia de 114 MW ubicada en el distrito de Yuracmarca, provincia de Huaylas, departamento de Ancash, y requirió una inversión de US\$539 millones para su construcción.

La C.T. Nodo Energético – Planta Ilo, recientemente comisionada, se encuentra ubicada en la provincia de Ilo, departamento de Moquegua; tiene una capacidad de 610 MW, y requirió de una inversión de US\$375 millones para su construcción.

Las centrales térmicas utilizan distintos combustibles: petróleo residual 500 (R500), diésel, carbón y gas natural de

Camisea. En el caso de la C.T. ChilcaUno, EEP cuenta con un contrato de suministro de gas natural por 3.95 millones de m³/día hasta noviembre 2021, el cual incorpora múltiples adjudicaciones tras los *open seasons* realizados por TGP durante los últimos años. En abril 2016, TGP culminó con la expansión del ducto, con lo cual EEP asegura el 100% del requerimiento de transporte de gas natural de las centrales a plena capacidad (incluso con la conversión a ciclo combinado).

Por su parte, la C.T. Ilo1 utiliza R500 y diésel, así como el vapor de SPCC (uno de los principales clientes de la Empresa); mientras que las centrales térmicas Ilo21 e Ilo31 utilizan carbón y diésel como insumo principal, respectivamente.

En el Perú, el despacho de energía se hace en función al costo variable, por lo que se prioriza el ingreso de las centrales hidráulicas, luego las C.T. a GN (primero las de ciclo combinado y luego las de ciclo abierto), seguidas por las C.T. a carbón, R500 y diésel.

Por esto, debido a su diversificado portafolio y la eficiencia de sus centrales, EEP es capaz de estar presente en el despacho de energía tanto en la época de estiaje (mayo a octubre), como en la de avenida (noviembre a abril).

Al cierre del año móvil finalizado a junio 2016, EEP generó 7,597.6 GWh, ligeramente por encima de lo generado al cierre del 2015 (7,172.3 GWh), aunque aún se mantiene por debajo de lo generado a diciembre 2013 (7,719.4 GWh). De esta manera, la aceleración en la producción resultó en que la Empresa se mantuviera como la segunda generadora dentro del SEIN.

De la misma manera, su participación en el mercado de generación, que se incrementó de manera sostenida desde el 2004, pasando de niveles de 7.5 a 16.1% en diciembre 2015, aumentó ligeramente hasta ser 16.3% en junio 2016.

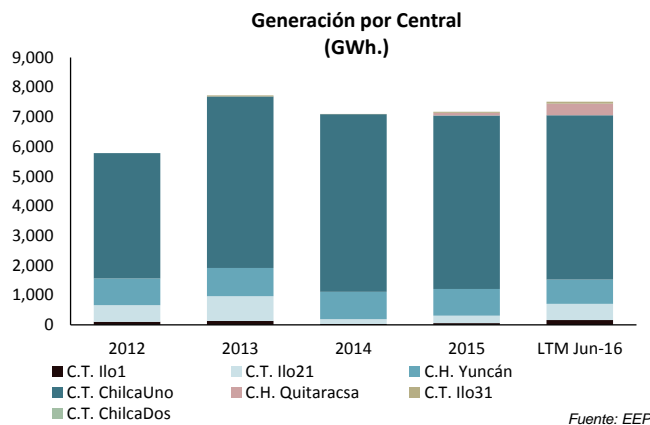
Cabe resaltar que la generación de energía a nivel nacional de los últimos 12 meses finalizados a junio 2016 ascendió a 46,735.8 GWh, superior en 4.9% a lo generado durante el 2015. Asimismo, la máxima demanda de los primeros seis meses del año ascendió a 6,444.9 MW, 2.7% por encima de la máxima demanda del año previo.

Del total de la energía producida por ENGIE Energía Perú, durante el periodo analizado, el 15.9% fue de origen hidráulico (13.8% a diciembre 2015) y, el resto, térmico. Dentro de este contexto, la C.T. ChilcaUno fue la más importante al contribuir con el 72.8% de la producción total.

Cabe señalar que desde su conversión a ciclo combinado y de la consecuente declaración de un menor costo variable, la C.T. ChilcaUno aumentó de manera considerable su producción. Así, entre diciembre 2012 y el cierre del año móvil a junio 2016, la generación asociada a dicha central se vio incrementada en 31.0%.

Por otro lado, C.H. Quitaracsa ha incrementado su participación en la producción de la Empresa durante los últimos meses, con lo cual pasó de 1.2% en el 2015, a 5.1% al cierre del año móvil a junio 2016, mientras que la C.H. Yuncán disminuyó su producción en 9.4% por una menor disponibilidad del recurso hídrico.

En el caso de las centrales térmicas Ilo1, Ilo21 e Ilo31, éstas incrementaron, a diferencia del año anterior, su producción en 165.9, 118.1 y 99.5%, respectivamente. Esto fue resultado de un incremento en la generación de energía ante el problema de congestión en la interconexión Centro-Sur del país.



Al cierre de junio 2016, el nivel de contratación de EEP alcanzó los 1,536.6 MW en hora punta (1,552.8 MW a diciembre 2015), de los cuales el 44.0% corresponde a clientes regulados y el 56.0% restante a clientes libres (54.8 y 45.2% a diciembre 2015).

El cambio observado en las proporciones de contratos por tipo de cliente es resultado de la entrada en vigencia, durante el 2015, de un nuevo contrato con Antamina (cliente libre) hasta por 170 MW. Asimismo, se firmaron adendas de contratos bilaterales con determinados clientes regulados, dentro de los cuales destacan Edelnor, Luz del Sur y Seal.

De esta manera, a junio 2016, se mantenían contratos con clientes libres con vencimientos hasta el 2029, dentro de los cuales destacan los suscritos con SPCC, Antamina, Minera

Las Bambas y Antapaccay por 207, 170, 150 y 21 MW, respectivamente.

Si bien EEP se constituyó para ser el proveedor exclusivo de energía de la empresa minera SPCC, la concentración de sus ingresos con este cliente se ha reducido, debido a las expansiones de capacidad realizadas y a la estrategia de diversificación que mantiene la Compañía, por lo que dicha participación ha pasado de 95.5% del total de los ingresos en el 2000, a 23.4% a junio 2016.

Inversiones

Luego de la puesta en operación comercial de las centrales térmicas ChilcaUno y Reserva Fría (ahora Ilo31), durante el 2015, EEP continuó desarrollando los proyectos denominados C.H. Quitaracsa y C.T. Nodo Energético Planta Ilo, los cuales entraron en operación comercial en octubre 2015 y octubre 2016, respectivamente.

Para financiar la construcción de sus proyectos, la Empresa decidió reducir su política de dividendos a un mínimo de 30% a partir del 2010. De igual manera, se realizó un aumento de capital por US\$150 millones, proceso que se consolidó en junio del 2014, a través de la capitalización de las primas por emisión asociadas a dicho aporte.

Para el financiamiento de la C.T. Nodo Energético Planta Ilo, se firmó dos contratos de arrendamiento financiero con los bancos locales BCP y BBVA por un total de US\$290.0 millones.

Asimismo, la Empresa inició el proyecto de la C.T. ChilcaDos a través de la construcción y operación de una nueva turbina a gas en ciclo abierto (primera etapa) y una turbina a vapor para operar en ciclo combinado (segunda etapa) con una capacidad nominal conjunta de 112.8 MW.

La primera etapa entró en operación comercial, con una potencia efectiva de 75.5 MW, en mayo 2016, mientras que la segunda lo haría en el cuarto trimestre del mismo año. El proyecto en conjunto ha sido denominado ChilcaDos e implicará una inversión de US\$130.0 millones. En ese sentido, se suscribieron dos contratos de arrendamiento financiero por un monto total de hasta US\$125.0 millones con el BBVA para financiar la ejecución de dicho proyecto.

Finalmente, en febrero del 2016, EPP ganó la cuarta subasta de suministro de electricidad con recursos energéticos renovables (RER), adjudicándose el Proyecto Solar Intipampa, el cual contará con una potencia efectiva de 40 MW. Su inversión estimada es de US\$55 millones y se esperaría que entre en operación comercial a fines del 2017.

■ Mercado Eléctrico

El mercado peruano de generación eléctrica se está volviendo cada vez más competitivo. En el Perú, el despacho de energía se hace en función a la eficiencia en la generación de una unidad adicional de energía (representado por el costo marginal de cada central), por lo que se prioriza el despacho de energía producida por las centrales más eficientes: primero las hidráulicas (C.H.), luego las térmicas (C.T.) a gas natural – GN – (primero las de ciclo combinado y luego las de ciclo abierto), seguidas por las C.T. a carbón (dependiendo del costo del carbón, la producción a carbón puede acercarse al costo de generar con gas en ciclo simple), R500 y diésel.

Así, los generadores buscan tener un parque de generación que logre complementar la generación hidráulica con la térmica y así poder implementar una estrategia comercial donde tengan la posibilidad de despachar energía al sistema durante todo el año.

Las generadoras compiten en el mercado para abastecer de energía a los clientes regulados (distribuidoras) y a los clientes libres (consumidores que demandan más de 2.5 MW) a través de contratos de abastecimiento de energía, denominados *Power Purchase Agreements* (PPA), de mediano o largo plazo entre generadores y distribuidores y/o clientes libres.

Al cierre de junio 2016, la potencia firme del mercado peruano ascendió a 8,842.4 MW, superior a la registrada a fines del 2015 (8,147.3 MW).

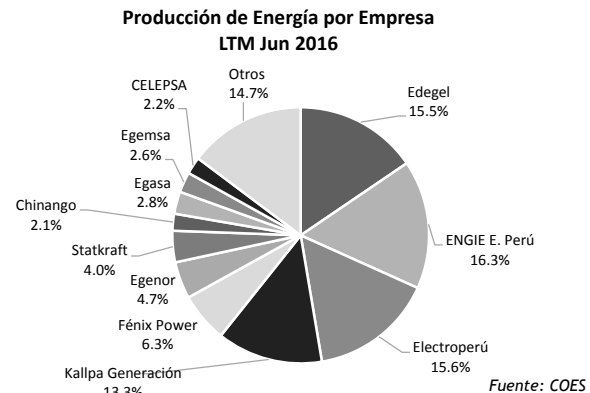
Cabe tener en consideración que, al cierre del 2015, la potencia efectiva del mercado peruano fue de 9,613.9 MW, 10.3% superior a lo registrado a finales del 2014, debido principalmente a la puesta en marcha de tres centrales hidroeléctricas: C.H. Cheves de 172 MW, C.H. Quitaracsa de 114 MW y C.H. Machupicchu II de 100 MW, plantas que pertenecen a Statkraft, EEP y Egemsa, respectivamente. Así como, el inicio de operación de las centrales termoeléctricas C.T. Reserva Fría de Éten de 223 MW y C.T. Recka de 179 MW, ambas ubicadas en el departamento de Lambayeque.

Al respecto, cabe señalar que de los 896.1 MW nuevos en el SEIN, 40.0% corresponden a nuevas centrales térmicas y 60.0% a hidroeléctricas. No hubo un incremento con respecto a centrales de energía solar y eólicas.

En línea con lo descrito, durante el 2015, disminuyó la participación de la generación térmica en la potencia efectiva de 59.2 a 57.4%. Por su parte, la generación hidráulica

incrementó su participación de 38.0 a 40.0% en el mismo periodo.

Cabe destacar la participación de los RER, que se encuentran iniciando su desarrollo en la industria (2.5% de la potencia efectiva total). Por otro lado, es importante mencionar que del total de centrales térmicas, el 66.3% es abastecido con gas natural proveniente de los yacimientos de Camisea.



Por su parte, la energía generada durante el año móvil finalizado a junio 2016, alcanzó los 46,735.8 GWh, 4.9% por encima de lo generado durante el 2015, como resultado de la mayor demanda producto del crecimiento de la economía nacional. No obstante, dicha tasa representa una desaceleración respecto de los niveles previos, considerando que se tuvo un CAGR de 6.0% entre los años 2011 y 2015.

Cabe señalar que la principal fuente de generación que contribuyó al crecimiento mencionado fue la térmica, la cual se incrementó en 6.7% respecto de lo generado en el 2015 como resultado de una mayor capacidad de generación.

De esta manera, la producción de energía eléctrica del año móvil finalizado a junio 2016, fue de origen hidráulico en 49.3%, térmico en 48.3% (siendo la principal fuente el gas natural, que generó el 45.7% de la producción del periodo de análisis), y de origen RER en 2.5%. Si bien las fuentes renovables de energía aún representan un porcentaje reducido de la generación del sistema, éstas elevaron su participación respecto del cierre del 2015 (2.1%) y se espera que llegue a una meta cercana al 5.0% una vez que los proyectos adjudicados en la última subasta RER entren en operación comercial.

La demanda de energía ha venido creciendo de forma importante en los últimos años, con una tasa promedio anual de 6.0% en el último quinquenio, producto de la mayor actividad minera y manufacturera. En los primeros seis

meses del 2016, la máxima demanda ascendió a 6,444.9 MW, superior en 2.7% a la máxima demanda registrada durante el 2015.

La Dirección General de Electricidad (DGE) ha proyectado que la demanda de potencia se incrementará en promedio 8.8% hasta el 2017, año en el que la misma llegaría a 7,993 MW. No obstante, dicha estimación depende de si se concretan los proyectos mineros en las fechas previstas.

Así, habría años en los que se podría crecer hasta 10% anualmente; por el contrario, si no se concreta ningún proyecto, se crecería a la par del crecimiento vegetativo del país, es decir, alrededor de 5.0% cada año.

Al respecto, la DGE ha concluido que con los proyectos de generación que se encuentran en construcción, el abastecimiento de la demanda está asegurado hasta el 2017.

Principales Proyectos de Generación

Central	Provincia	Empresa	Potencia MW	Fecha de puesta en operación comercial
1 Nodo Energético del Sur	Arequipa	Samay I (Inkia)	720	2T2016
2 C.H. Cerro del Águila	Huancavelica	Cerro del Águila S.A.	525	2T2016
3 C.H. Cerro de Chaglla	Huánuco	Odebrecht Energía	456	3T2016
4 C.T. ChilcaDos	Lima	ENGIE E. Perú	113	4T2016
6 C.H. Pucará	Cuzco	Egecuzco	178	4T2017
7 C.H. Molloco	Arequipa	GEMSAC	302	3T2020
8 C.H. Curibamaba	Jauja	Edegel S.A.	195	2T2021
9 C.H. Veracruz	Amazonas	Cia. Energética Veracruz	730	1T2022
10 C.H. Chadín II	Amazonas	AC Energía	600	4T2023

Fuente: Osinermin

Por otro lado, desde el 2014 hasta lo que va del 2016, se continúa incentivando las inversiones en el sector eléctrico, especialmente en el subsector generación. Así, los anuncios de inversión privada de Centrales de Generación Eléctrica para el periodo 2016-2018 ascienden aproximadamente a US\$5,000 millones, monto que contempla el desarrollo alrededor de 28 proyectos.

Uno de los principales retos que enfrenta el desarrollo de nuevas centrales son los altos costos de inversión que requieren las centrales hidroeléctricas, los cuales no siempre son acompañados por la tarifas de venta de energía. Asimismo, la obtención de permisos y licencias obstaculizan el proceso de adjudicación de las concesiones definitivas y la construcción de las centrales.

Por el lado de las centrales térmicas a gas natural, las más eficientes, los principales obstáculos que enfrentan las generadoras son la disponibilidad de suministro y transporte del combustible.

Cabe resaltar que, en los últimos meses, surgieron algunos problemas de congestión de las líneas de transmisión en la interconexión Centro-Sur dada la ampliación y toma de carga de algunos proyectos mineros. Se espera que dicho

escenario se solucione con la entrada en operación del proyecto L.T. 500 KV Mantaro-Poroma-Socabaya-Montalvo previsto para el primer trimestre del 2017.

Si bien, en periodos previos, se consideraba que existían restricciones importantes en la transmisión de energía, debido a que tenemos un sistema que concentra gran parte de la capacidad de generación en el centro del país, dichas restricciones han ido disminuyendo con proyectos que han ampliado la capacidad de transmisión del sistema.

En ese sentido, existen nuevas líneas de transmisión de 500 KV que atienden el sur del país. Por otro lado, en el norte, existen líneas de 220 KV y 500 KV que atienden la demanda de la zona. Adicionalmente, el COES cada dos años realiza una propuesta de proyectos de transmisión que son aprobados por el MINEM y licitados por Proinversión con lo cual disminuye la posibilidad de congestión en el futuro.

Temas regulatorios

En enero 2015, mediante Decreto Supremo N°002-2015-EM, se modificó el Reglamento que Incentiva el Incremento de la Capacidad de Generación Eléctrica dentro del Marco de la Ley N°29970.

De acuerdo a lo establecido, se deberá considerar a la generación hidroeléctrica en la posibilidad que dispone el Ministerio de Energía y Minas (MEM) para aprobar el requerimiento de capacidad de generación, ubicación y plazos propuesto por el COES para la puesta en operación comercial, la cual se espera que sea subastada para garantizar la confiabilidad del sistema eléctrico.

En abril 2015, mediante Decreto Supremo N°007-2015-EM, se precisó que el establecimiento de la Máxima Demanda Mensual y la Demanda Coincidente (artículos 111°, 112° y 137° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas) sea dentro de las horas de punta del sistema establecidas por el MEM cada cuatro años.

En mayo 2015, se promulgó la Resolución Ministerial N°245-2015-MEM/DM mediante la cual se determinó el margen de reserva del SEIN en 37% para el periodo comprendido entre mayo 2015 hasta abril 2016 (32% mayo 2014 – abril 2015).

En junio 2015, OSINERMIN aprobó mediante Resolución N° 140-2015-OS/CD, con el fin de garantizar el abastecimiento de energía eléctrica, ante una situación de emergencia, el procedimiento para determinar las compensaciones relacionadas con la capacidad adicional de generación y/o transmisión instalada principalmente por

parte de las empresas en las que el Estado tenga mayoría de participación.

Finalmente, en setiembre 2015, mediante Decreto Legislativo N°1221 que mejora la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica del Perú, se modificaron artículos del Decreto Ley N°25844, Ley de Concesiones Eléctricas.

Algunas de las modificaciones relacionadas a la generación, enfatizan en lo siguiente: i) limita a 30 años aquellas concesiones derivadas de licitaciones; ii) obligación de los distribuidores de garantizar su demanda regulada por 24 meses; y, iii) exige para la generación hidráulica un informe favorable de gestión de cuencas. Además, establece condiciones para la generación distribuida de energías renovables no convencionales y cogeneración con el fin de inyectar excedentes al sistema de distribución sin afectar la seguridad operacional.

■ Desempeño Financiero

Al cierre del año móvil finalizado a junio 2016, los ingresos de EEP ascendieron a US\$745.5 millones, superiores en 4.5% a lo recaudado durante el 2015. Dicha tasa constituye una mejora respecto al 1.5% de crecimiento anual registrado entre el 2014 y 2013, aunque se mantiene por debajo de la velocidad de crecimiento de los últimos cuatro años (CAGR 2011-2015 de 14.4%), los cuales incorporan el efecto de la entrada en operación comercial de las C.T. ChilcaUno, C.T. Ilo31 y C.H. Quitaraca.

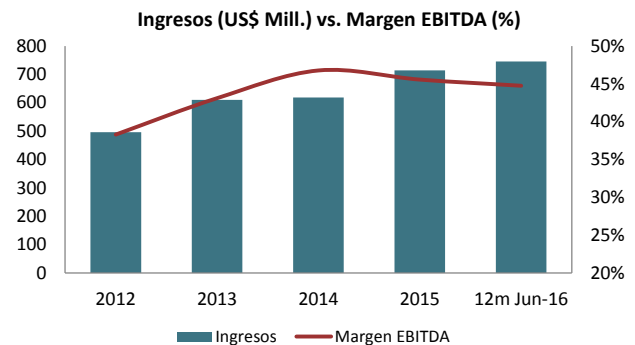
Los mayores ingresos son resultado de la entrada en vigencia de nuevos contratos firmados con clientes libres y regulados, así como una mayor compensación en el COES por la operación de las Centrales Térmicas de Ilo.

Por su parte, el costo de ventas de los últimos 12 meses a junio 2016 se incrementó en 7.4% respecto a lo registrado en diciembre 2015, como resultado de i) un mayor consumo de combustibles (Diésel y Carbón), producto de la mayor generación de las Centrales Térmicas de Ilo ante los problemas de congestión presentados en la interconexión Centro-Sur, y ii) un mayor costo marginal en el sistema.

De esta manera, como resultado de los nuevos contratos firmados, así como el mayor incremento de los costos de ventas, se observó una ligera disminución del margen bruto, el cual cayó de 41.5% a diciembre 2015, a 39.9% al cierre del año móvil finalizado a junio 2016.

Por otro lado, durante los primeros seis meses del 2016, se tuvo un adecuado control de los gastos administrativos, de

manera que disminuyeron principalmente por menores gastos relacionados a cargas de personal. De esta manera, el EBITDA ascendió a US\$333.6 millones, 2.6% por encima de lo registrado a diciembre 2015, a la vez que el margen EBITDA pasó de 45.6 a 44.7% en el periodo de análisis, debido al mayor incremento de los ingresos antes mencionado.



En ese sentido, la mayor generación de EBITDA, sumada a la amortización de obligaciones financieras asociadas a tasas de interés mayores al promedio actual, permitió mantener un adecuado ratio de cobertura de gastos financieros.

De esta manera, el indicador EBITDA/Gastos financieros que se situaba en 7.85x a diciembre 2014 y mostró una mejora al cierre del 2015 (10.65x), cerró el año móvil a junio 2016 en 9.81x. Asimismo, tomando en cuenta los gastos por alquileres, el ratio de cobertura (EBITDAR/Gastos financieros y Alquileres) fue de 8.89x en el periodo analizado (9.54x en el 2015).

En términos de flujo de caja, en los últimos 12 meses finalizados a junio 2016, EEP generó un Flujo de Caja Operativo (FCO) de US\$262.5 millones (US\$243.0 millones a diciembre 2015).

Por otro lado, la inversión en activo fijo, inversión en intangibles y reparto de dividendos, requirieron montos por US\$80.6, 1.6 y 54.4 millones, respectivamente, cuya diferencia fue cubierta con deuda y con la caja acumulada de ejercicios anteriores. Así, a junio 2016, EEP tenía un saldo de caja de US\$77.9 millones (US\$52.2 millones a diciembre 2015).

■ Estructura de Capital

Históricamente, parte importante de la expansión de EEP fue financiada con deuda. No obstante, la Empresa muestra una adecuada estructura de capital, con un ratio de deuda sobre capitalización de 53.8% a junio 2016 (55.0% a diciembre 2015).

Asimismo, sus niveles de endeudamiento son adecuados para su generación de caja (Deuda Financiera / EBITDA) de 3.01x (2.93x en el 2015). Asimismo, se toma en consideración que se encuentran en el desarrollo de tres proyectos importantes que permitirán aumentar significativamente su capacidad de generación eléctrica.

Por otro lado, de considerar el nivel de Deuda Financiera neta de Caja, el nivel de apalancamiento se mantuvo constante, 2.77x a diciembre 2015 y junio 2016. De manera similar, si se ajustase el nivel de deuda financiera por el gasto de alquiler y se sumase la deuda fuera de balance (fianzas otorgadas), el nivel de apalancamiento (Deuda ajustada total/ EBITDAR) se elevaría a 3.28x (3.23x a diciembre 2015).

A junio 2016, la deuda financiera total de EEP ascendió a US\$1,003.6 millones, superior en 5.2% a la registrada al cierre del ejercicio 2015. Los nuevos fondos obtenidos provienen principalmente de la primera emisión del Tercer Programa de Bonos Corporativos realizada en junio 2016. Así como de nuevos desembolsos que forman parte de contratos de arrendamiento financiero suscritos para el financiamiento de los proyectos de Nodo Energético y ChilcaDos en los últimos periodos.

A los nuevos desembolsos mencionados se suman otras fuentes de financiamiento, las cuales incluyen un préstamo con The Bank of Tokyo-Mitsubishi UFJ y Sumitomo Mitsui Banking Corporation, préstamos de corto plazo provistos por instituciones financieras locales, así como emisiones en el mercado de capitales, todas las cuales contribuyen a que EEP cuente con una estructura de fondeo diversificada.

Asimismo, durante el 2015, se logró un abaratamiento de las fuentes de fondeo, sobre todo a través del reperfilamiento de la deuda de corto plazo, así como la amortización de contratos de arrendamiento financiero asociados a tasas mayores. Según lo estimado por Apoyo y Asociados, el costo de financiamiento pasó de estar en niveles alrededor del 5% al 4%, entre diciembre 2014 y junio 2016.

Estructura de la Deuda - ENGIE Energía Perú

Tipo	Jun-16 US\$ mill.	Dic-15 US\$ mill.	Vencimiento	Tasa	Destino
Préstamos Bancarios de Corto Plazo	72.0	118.3	2016	5.29 - 5.44%	Capital de Trabajo.
Préstamos Bancarios de Largo Plazo	154.2	169.7	2017-2020	Libor 3m + 1%/6.15%	Prepago de deuda para financiar C.H. Quitarasca y C.T. Nodo Energético
Leasings - BCP	317.2	320.9	2019-2021	4.90% - 6.67%	Construcción y adquisición de maquinaria del ciclo combinado de la C.T. ChilcaUno, C.T. Reserva Fria y C.T. Nodo Energético
Leasings - BBVA Bco. Continental	273.8	222.5	2019-2022	4.20% - 5.70%	Construcción C.T. Reserva Fria, C.T. Nodo Energético y C.T. ChilcaDos
Bonos Corporativos	186.3	122.5	2016-2028	6.3125% - 7.5938%	Prepago de deuda de corto plazo con bancos locales y proveedores
TOTAL 1/	1,003.6	953.9			

Fuente: EEP

1/ No incluye instrumentos financieros derivados (Swaps) equivalentes a US\$9.9 millones.

De esta manera, la deuda financiera corriente representó el 21.0% del total de las obligaciones financieras a junio 2016 (25.6% a diciembre 2015).

Por otro lado, en el periodo de análisis, la capacidad de generación de EEP para hacer frente a sus obligaciones, medido por el ratio (EBITDA / Servicio de Deuda), fue 1.37x, que se eleva a 1.68x en caso se sume la caja acumulada de la Compañía (1.18x y 1.37x a diciembre 2015, respectivamente), de manera que los flujos generados por la operación del negocio y el saldo de caja acumulado cubren sus obligaciones financieras.

La empresa ha contratado instrumentos financieros derivados *swaps* de monedas para los bonos corporativos, obligaciones relacionadas a préstamos bancarios, con la finalidad de fijar los pagos en dólares durante toda su vigencia, ya que los ingresos se encuentran indexados directa o indirectamente a dólares americanos. Así, a la fecha, la totalidad de su deuda se encuentra libre del riesgo cambiario.

Dado que, a junio 2016, el endeudamiento en tasa variable representaba sólo el 10.8% del total de la deuda financiera de largo plazo, el impacto que dicha exposición pudiese tener sobre el desempeño sería acotado.

Cabe mencionar que, además de la deuda financiera directa, la Empresa tiene deuda indirecta por US\$77.0 millones a junio 2016, dentro de la cual destacan las cartas fianzas otorgadas a Activos Mineros S.A.C. por Derecho de Usufructo por la C.H. Yuncán; así como, las otorgadas a favor del MEM por el cumplimiento de ejecución de los proyectos Nodo Energético e Intipampa.

Por otro lado, es importante resaltar que el patrimonio se ha visto fortalecido por las utilidades generadas en lo que va del año, las cuales representaban el 56.4% de las generadas durante el 2015. De esta manera, el patrimonio ascendió a

US\$951.6 millones, 9.3% superior al del ejercicio 2015. Lo anterior llevó a que la Compañía mantenga un buen nivel de capitalización en el periodo.

La mayor fortaleza patrimonial, junto con la generación de caja de la empresa y su estructura de financiamiento, le permiten cumplir con holgura sus compromisos financieros, además de repartir dividendos a sus accionistas.

De acuerdo a diversos contratos de financiamiento, la Empresa se ha comprometido a cumplir con el siguiente *covenant*.

Resguardos Financieros

	Jun-16	Dic-15	Dic-14	Dic-13	
DF / EBITDA	< 4.0	3.0	3.0	2.8	2.7

Fuente: EEP

Cabe señalar que en Asamblea General de Titulares de Bonos celebrada en enero del 2015 y, en aras a mantener mayor flexibilidad financiera, se aprobó la modificación temporal del *covenant* de Deuda Financiera / EBITDA, de manera que, desde la fecha de firma hasta marzo del 2017, éste no sea mayor a 4.0x y se mantenga en 3.5x después de dicho periodo y en adelante.

■ Características de los Instrumentos

Primer Programa de Bonos Corporativos de EEP

En Junta General de Accionistas celebrada el 15 de agosto del 2007 y en la Sesión de Directorio del 4 de setiembre del mismo año, se aprobó el Primer Programa de Bonos Corporativos de EEP hasta por un monto máximo en circulación de US\$400.0 millones o su equivalente en soles.

El plazo de vencimiento de los bonos es menor o igual a 30 años. Los fondos recaudados fueron destinados a capital de trabajo, financiamiento de los proyectos, la mejora en la estructura de los pasivos y otros usos corporativos.

Los bonos cuentan con la garantía genérica sobre el patrimonio y durante el plazo de vigencia, la Empresa se compromete a mantener un ratio Deuda Financiera *senior* / EBITDA de máximo 3.5x, resguardo que se incrementó de manera temporal a 4.0x hasta marzo de 2017. Todas las emisiones son *bullet* y ninguna cuenta con opción de rescate.

A continuación se presenta las características de las emisiones colocadas bajo este programa:

Primer Programa de Bonos Corporativos

Emisión	Moneda	Tasa	Vencimiento	Monto
1era. Emisión	S/.	6.81%	Nov-17	S/. 120.7 mill.
2da. Emisión	S/.	7.19%	Jun-18	S/. 84.1 mill.
3era. Emisión	US\$	6.31%	Jun-28	US\$10.0 mill.
4ta. Emisión	US\$	6.50%	Jun-16	US\$15.0 mill.
6ta. Emisión	US\$	6.50%	Dic-25	US\$25 mill.
7ma. Emisión	S/.	7.59%	Jun-20	S/. 42.42 mill.

Fuente: EEP

Como ya se mencionó, la Empresa contrató con Citibank y el Banco Continental, *swaps* de monedas para la primera, segunda y séptima emisión.

Fixed Cross Currency Swaps - Primer Programa

Institución	Soles (Millones)	Tasa (%)	Dólares (Millones)	Tasa (%)
Citibank	120.70	6.813	40.0	5.755
Citibank	84.11	7.188	30.0	6.169
BBVA	42.42	7.594	15.0	5.974

Fuente: EEP

Tercer Programa de Bonos Corporativos de EEP

En Junta General de Accionistas celebrada el 11 de junio de 2015, se aprobó la inscripción del Tercer Programa de Bonos Corporativos de EEP hasta por un monto total en circulación de US\$500.0 millones, o su equivalente en moneda nacional.

El programa cuenta con una vigencia de seis años, plazo que no está sujeto a prórroga. Asimismo, se contempla la posibilidad de realizar múltiples emisiones, con una o más series, cuyo número y plazo serán definidos posteriormente.

Los bonos cuentan con garantía genérica sobre patrimonio y sus fondos serán utilizados como capital de trabajo, así como también solventarán las necesidades futuras de financiamiento de EEP y servirán para reestructurar pasivos actualmente mantenidos y financiar nuevos proyectos.

El 23 de junio del 2016, EEP procedió con la primera emisión bajo el marco del Tercer Programa de Bonos Corporativos, con las siguientes características:

Tercer Programa de Bonos Corporativos

Emisión	Moneda	Tasa	Vencimiento	Monto
1era. Emisión	S/.	7.13%	Jun-26	S/. 250.0 mill.

Fuente: EEP

Además, la Empresa contrató con Banco de Crédito del Perú, un swap de moneda y tasa de interés para la primera emisión.

Fixed Cross Currency Swaps - Tercer Programa

Institución	Soles (Millones)	Tasa (%)	Dólares (Millones)	Tasa (%)
BCP	250.00	7.125	76.2	3.380

Fuente: EEP

Acciones

Luego de la capitalización de una prima de emisión correspondiente a un aumento de capital realizado en el 2012, el capital social, a junio 2016, estuvo conformado por un total de 601'370,011 acciones comunes con derecho a voto, con un valor nominal de S/. 1.00.

De esta manera, el valor de la acción a junio 2016 cerró en S/. 8.40, respectivamente (S/. 8.10 al cierre de diciembre 2015).

Indicadores Bursátiles - Acciones Comunes - EEP

	Monto Negociado*	Precio**	Frecuencia	Capitalización Bursatil*
jun-15	2,378	9.00	61.90%	5,412,330
jul-15	1,834	8.85	50.00%	5,322,125
ago-15	7,638	8.05	76.19%	4,841,029
sep-15	889	7.50	54.55%	4,510,275
oct-15	3,714	7.60	60.00%	4,570,412
nov-15	7,991	8.49	57.14%	5,105,631
dic-15	27,365	8.10	42.86%	4,871,097
ene-16	3,154	7.10	60.00%	4,269,727
feb-16	5,095	7.70	47.62%	4,630,549
mar-16	16,260	8.94	62.90%	5,376,248
abr-16	14,173	8.75	80.95%	5,261,988
may-16	3,142	8.65	77.27%	5,201,851
jun-16	5,383	8.40	85.71%	5,051,508

* En miles de Soles

** En Soles

Fuente: BVL

Política de Dividendos

Luego de haberse eliminado la restricción al reparto de dividendos, a partir de febrero 2004, se fijó como política de dividendos la distribución de un mínimo del 90% de las utilidades disponibles del ejercicio. Sin embargo, en Junta General de Accionistas (JGA) del 21 de setiembre del 2010, se modificó la política de dividendo a un mínimo del 30% de las utilidades disponibles de cada ejercicio.

Cabe resaltar que, en octubre 2015, se aprobó en JGA una nueva modificación con respecto a la base de distribución, en la cual se tomará en cuenta los resultados obtenidos hasta el 31 de diciembre del 2014, y cuando éstos se agoten, con cargo a los resultados a partir del 1 de enero del 2015.

De esta manera, al cierre del 2015, se repartió un total de US\$49.7 millones de dividendos por concepto de saldos del ejercicio 2014 y adelantos del ejercicio 2015.

Además, en marzo 2016, se acordó la distribución de dividendos por US\$24.4 millones correspondiente al saldo de resultados acumulados del ejercicio 2015.

Dividendos Entregados

	LTM Jun-16	2015	2014	2013
Nº Acciones	601,370,011	601,370,011	601,370,011	224,297,295
Utilidad Neta (US\$ miles)	183.7	181.5	137.6	127.4
Dividendos (US\$ miles)	54.4	49.7	41.7	32.8
U / A	0.09	0.08	0.07	0.15

Fuente: EEP

**Resumen Financiero - ENGIE Energía Perú**

Cifras en miles de US\$

Tipo de Cambio S./US\$ a final del Periodo	3.33	3.41	2.99	2.80	2.55	2.70
	LTM Jun 16	dic-15	dic-14	dic-13	dic-12	dic-11
Rentabilidad						
EBITDA	333,622	325,180	289,445	262,922	190,016	166,312
Mg. EBITDA	44.7%	45.6%	46.8%	43.1%	38.3%	39.9%
EBITDAR	337,571	329,129	293,394	266,871	193,965	170,261
Margen EBITDAR	45.3%	46.1%	47.4%	43.8%	39.1%	40.9%
FCF / Ingresos	17.1%	11.6%	4.4%	-11.1%	-5.8%	-1.2%
ROE	20.8%	22.6%	20.0%	21.4%	23.0%	29.4%
Cobertura						
EBITDA / Gastos financieros	9.81	10.65	7.85	6.86	12.41	10.61
EBITDAR / (Gastos financieros + Alquileres)	8.89	9.54	7.19	6.31	10.07	8.68
EBITDA / Servicio de deuda	1.37	1.18	1.26	1.10	2.13	2.80
EBITDAR / (Servicio de deuda + Alquileres)	1.36	1.18	1.26	1.10	2.08	2.69
FCF / Servicio de deuda	0.66	0.41	0.28	-0.12	-0.15	0.18
(FCF + Caja + Valores líquidos) / Servicio de deuda	0.98	0.60	0.40	-0.02	0.93	0.54
CFO / Inversión en Activo Fijo	3.26	2.20	1.44	0.76	0.99	1.23
(EBITDA + caja) / Servicio de Deuda	1.68	1.37	1.39	1.21	3.22	3.17
Estructura de capital y endeudamiento						
Capitalización	53.8%	55.0%	55.4%	55.8%	57.2%	59.2%
Deuda ajustada total / (FFO + GF+ Alquileres)	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Deuda financiera total / EBITDA	3.01	2.93	2.79	2.76	3.50	2.41
Deuda financiera neta / EBITDA	2.77	2.77	2.69	2.67	2.99	2.28
Deuda ajustada total / EBITDAR	3.28	3.23	3.12	3.02	3.78	2.76
Deuda ajustada neta / EBITDAR	3.05	3.07	3.02	2.93	3.28	2.63
Costo de financiamiento estimado	3.7%	3.5%	4.8%	5.5%	2.9%	4.3%
Deuda financiera CP / Deuda financiera total	21.0%	25.6%	23.8%	27.5%	11.1%	10.9%
Balance						
Activos totales	2,206,686	2,053,484	1,723,380	1,518,144	1,345,130	843,581
Caja e inversiones corrientes	77,890	52,181	28,530	25,485	96,926	21,646
Deuda financiera Corto Plazo	210,388	244,270	192,200	199,900	73,875	43,705
Deuda financiera Largo Plazo	793,235	709,632	615,536	526,484	450,218	306,114
Deuda financiera subordinada	0	0	0	0	140,702	50,506
Deuda financiera total	1,003,623	953,902	807,736	726,384	664,795	400,325
Deuda financiera total con Equity Credit	1,003,623	953,902	807,736	726,384	664,795	400,325
Deuda fuera de Balance	104,636	109,073	106,520	80,792	69,005	68,935
Deuda ajustada total	1,108,259	1,062,975	914,256	807,176	733,800	469,260
Patrimonio Total	951,606	870,820	736,358	638,753	550,135	323,036
Capitalización ajustada	2,059,865	1,933,795	1,650,614	1,445,929	1,283,935	792,296
Flujo de caja						
Flujo de caja operativo (CFO)	262,549	242,994	223,277	112,436	119,035	104,416
Inversiones en Activos Fijos	-80,570	-110,662	-154,575	-147,418	-120,011	-85,058
Dividendos comunes	-54,433	-49,655	-41,700	-32,794	-27,879	-24,405
Flujo de caja libre (FCF)	127,546	82,677	27,002	-67,776	-28,855	-5,047
Ventas de Activo Fijo, Netas	90	81	259	70	34	14
Otras inversiones, neto	-1,568	-123	-18,954	-18,393	-2,194	-10,312
Variación neta de deuda	-64,978	-58,984	-5,262	14,658	-43,705	-12,631
Variación neta de capital	0	0	0	0	150,000	0
Variación de caja	61,090	23,651	3,045	-71,441	75,280	-27,976
Resultados						
Ingresos	745,549	713,722	618,881	609,917	496,128	416,709
Variación de Ventas	4.5%	15.3%	1.5%	22.9%	19.1%	4.5%
Utilidad operativa (EBIT)	277,050	273,353	240,433	218,773	154,592	132,080
Gastos financieros	34,003	30,539	36,853	38,317	15,315	15,672
Alquileres (Derecho de Usufructo y Aporte Social)	3,949	3,949	3,949	3,949	3,949	3,949
Dividendos preferentes						
Resultado neto	183,741	181,456	137,568	127,423	100,631	85,637
Información y ratios sectoriales						
Producción de Energía (GWh. - COES)	7,598	7,172	7,098	7,719	5,782	4,675
Participación en el COES	16.3%	16.1%	17.0%	19.5%	15.5%	13.3%

Vencimientos de Deuda de Largo Plazo

US\$ millones	2016	2017	2018	2019+
	128,297	204,991	171,860	498,475

EBITDA: Ut. Operativa (no incluye otros ingresos y egresos; sí incluye ingresos por alquiler cesión minera y a partir del 2009 incluye gastos por participación de trabajadores) + Deprec. + Amort. FFO: Resultado neto + Depreciación y Amortización + Resultado en venta de activos + Castigos y Provisiones + Otros ajustes al resultado neto + variación en otros activos + variación de otros pasivos - dividendos preferentes. Variación de capital de trabajo: Cambio en cuentas por pagar comerciales + cambio en existencias - cambio en cuentas por cobrar comerciales. CFO: FFO + Variación de capital de trabajo. FCF= CFO + Inversión en activo fijo + pago de dividendos comunes. Cargos fijos= Gastos financieros + Dividendos preferentes + Arriendos. Deuda fuera de balance: Incluye fianzas, avales y arriendos anuales multiplicados por el factor 6.8. Servicio de deuda: Gastos financieros + deuda de corto plazo.

* A partir del 2011, la compañía adopta las NIIF para registrar sus EEFF, según en cumplimiento de la regulación de la SMV. Los EEFF al 2010 se han reexpresado para fines comparativos. Los ejercicios anteriores no son comparables.

Variación de capital de trabajo: Cambio en cuentas por pagar comerciales + cambio en existencias - cambio en cuentas por cobrar comerciales

ANTECEDENTES

Emisor:	EEP S.A.
Domicilio legal:	Av. República de Panamá 3490, San Isidro
RUC:	20333363900
Teléfono:	(511) 616 7979
Fax:	(511) 616 7800

RELACIÓN DE DIRECTORES

Philip Julien De Cnudde	Presidente del Directorio
José Luis Casabonne Ricketts	Director
José Ricardo Martín Briceño Villena	Director
Fernando de la Flor Belaunde	Director
Dante Alejandro Dell'Elce	Director
Jan Emmanuel Sterck	Director
Stefano Terranova	Director

RELACIÓN DE EJECUTIVOS

Michel J. G. Gantois	Gerente General
Eduardo Milligan Wenzel	Vicepresidente de Finanzas
Vincent Vanderstockt	Vicepresidente de Desarrollo
Gilda Spallarossa Lecca	Vicepresidente Legal
Alejandro Prieto Toledo	Vicepresidente de Asuntos Corporativos
Daniel Cámac Gutiérrez	Vicepresidente Comercial
Felisa del Carmen Ros	Vicepresidente de Operaciones

RELACIÓN DE ACCIONISTAS

International Power S.A. (antes Suez Tractebel)	61.77%
IN – FONDO 2	7.02%
PR – FONDO 2	5.31%
PF – FONDO 2	5.20%
Otros accionistas (<5%)	20.70%

CLASIFICACIÓN DE RIESGO

APOYO & ASOCIADOS INTERNACIONALES S.A.C. CLASIFICADORA DE RIESGO, de acuerdo a lo dispuesto en el Reglamento de Empresas Clasificadoras de Riesgo, aprobado por Resolución CONASEV N° 074-98-EF/94.10, acordó la siguiente clasificación de riesgo para los instrumentos de la empresa **EEP S.A.**:

<u>Instrumento</u>	<u>Clasificación*</u>
Primera Emisión del Primer Programa de Bonos Corporativos de EEP S.A. Hasta por US\$40.0 millones.	Categoría AAA (pe)
Segunda Emisión del Primer Programa de Bonos Corporativos de EEP S.A. Hasta por S/. 90.0 millones.	Categoría AAA (pe)
Tercera Emisión del Primer Programa de Bonos Corporativos de EEP S.A. Hasta por US\$15.0 millones.	Categoría AAA (pe)
Cuarta Emisión del Primer Programa de Bonos Corporativos de EEP S.A. Hasta por US\$40.0 millones.	Categoría AAA (pe)
Sexta Emisión del Primer Programa de Bonos Corporativos de EEP S.A. Hasta por US\$25.0 millones.	Categoría AAA (pe)
Sétima Emisión del Primer Programa de Bonos Corporativos de EEP S.A. Hasta por US\$20.0 millones en soles.	Categoría AAA (pe)
Primera Emisión del Tercer Programa de Bonos Corporativos de EEP S.A. Hasta por S/. 500.0 millones.	Categoría AAA (pe)
Acciones Comunes	Categoría 1ª (pe)
Perspectiva	Estable

Definiciones

CATEGORÍA AAA (pe): Corresponde a la más alta capacidad de pago oportuno de las obligaciones, reflejando el más bajo riesgo crediticio. Esta capacidad no se vería afectada significativamente ante eventos imprevistos.

CATEGORÍA 1a (pe): Acciones que presentan una excelente combinación de solvencia, estabilidad en la rentabilidad del emisor y volatilidad de sus retornos.

(+) Corresponde a instituciones con un menor riesgo relativo dentro de la categoría.

(-) Corresponde a instituciones con un mayor riesgo relativo dentro de la categoría.

Perspectiva: Indica la dirección en que se podría modificar una clasificación en un período de uno a dos años. La perspectiva puede ser positiva, estable o negativa. Una perspectiva positiva o negativa no implica necesariamente un cambio en la clasificación. Del mismo modo, una clasificación con perspectiva estable puede ser cambiada sin que la perspectiva se haya modificado previamente a positiva o negativa, si existen elementos que lo justifiquen.

(*) Las clasificaciones de riesgo crediticio de Apoyo & Asociados Internacionales Clasificadora de Riesgo (Apoyo & Asociados), constituyen una opinión profesional independiente y en ningún momento implican una recomendación para comprar, vender o mantener un valor, ni constituyen garantía de cumplimiento de las obligaciones del calificado. Las clasificaciones se basan sobre la información que se obtiene directamente de los emisores, los estructuradores y otras fuentes que Apoyo & Asociados considera confiables. Apoyo & Asociados no audita ni verifica la veracidad de dicha información, y no se encuentra bajo la obligación de auditarla ni verificarla, como tampoco de llevar a cabo ningún tipo de investigación para determinar la veracidad o exactitud de dicha información. Si dicha información resultara contener errores o conducir de alguna manera a error, la clasificación asociada a dicha información podría no ser apropiada, y Apoyo & Asociados no asume responsabilidad por este riesgo. No obstante, las leyes que regulan la actividad de la Clasificación de Riesgo señalan los supuestos de responsabilidad que atañen a las clasificadoras.

Limitaciones- En su análisis crediticio, Apoyo & Asociados se basa en opiniones legales y/o impositivas provistas por los asesores de la transacción. Como siempre ha dejado en claro, Apoyo & Asociados no provee asesoramiento legal y/o impositivo ni confirma que las opiniones legales y/o impositivas o cualquier otro documento de la transacción o cualquier estructura de la transacción sean suficientes para cualquier propósito. La limitación de responsabilidad al final de este informe, deja en claro que este informe no constituye una recomendación legal, impositiva y/o de estructuración de Apoyo & Asociados, y no debe ser usado ni interpretado como una recomendación legal, impositiva y/o de estructuración de Apoyo & Asociados. Si los lectores de este informe necesitan consejo legal, impositivo y/o de estructuración, se les insta a contactar asesores competentes en las jurisdicciones pertinentes.