

ENGIE Energía Perú S.A.

Informe Anual

Ratings

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

NM – No modificado anteriormente

Información financiera auditada a diciembre 2015 y no auditada a marzo 2016.

Perspectiva

Estable

Indicadores Financieros

ENGIE Energía Perú			
US\$ MM	LTM Mar-16	Dic-15	Dic-14
Ingresos	741.5	713.7	618.9
EBITDAR	337.7	329.1	293.4
Flujo de Caja Operativo	257.5	243.0	223.3
Deuda Total	990.1	953.9	807.7
Caja	71.0	52.2	28.5
Deuda Ajustada Neta / EBITDAR	3.0	3.1	3.0
EBITDAR/ (Gastos Fin.+ alquileres)	9.3	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 7,172.2 GWh durante el 2015, y una participación de 16.1% en el total de energía generada en el sistema. Al cierre del año móvil finalizado a marzo 2016, EEP generó 7,231.2 GWh, 0.8% superior a la producción de energía del 2015 y representó el 15.8% del total despachado en el SEIN durante los últimos 12 meses (equivalente a 45,806.7 GWh).

A marzo 2016, tuvo una capacidad instalada de 1,951.8 MW, distribuida en cuatro centrales térmicas a: gas natural – ChilcaUno Ciclo Combinado (851.8 MW), carbón – Ilo 21 (135.0 MW), diésel y vapor – Ilo 1 (216.8 MMW) y diésel – Ilo 31 (500.0 MW); y dos centrales hidroeléctricas - Quitaracsa (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 privada 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 (55.0 y 54.7% a diciembre 2015 y marzo 2016, respectivamente).

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 ha estado y se encuentra desarrollando destacan:

- i) **Central Hidroeléctrica Quitaracsa**, la cual entró en operación comercial en octubre 2015, con una inversión total incurrida que ascendió a US\$539 millones y que significó un aumento de la potencia instalada de la Empresa en 114 MW;
- ii) **Nodo Energético del Sur**, que supondrá una inversión de aproximadamente US\$400 millones y contará con una capacidad de 600 MW;
- iii) **Central Chilca Plus**, que contempla la ampliación de la Central ChilcaUno (+112.8 MW) e implicaría una inversión estimada de US\$130 millones; y,
- iv) **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 16 de febrero del 2016, se adjudicó 108.4 GWh/año al Proyecto Solar Fotovoltaico “Intipampa” de EEP S.A., que consiste en la producción y operación de una central solar fotovoltaica en el departamento de Moquegua, con una capacidad aproximada de 40 MW.

Con fecha 17 de mayo de 2016, EEP suscribió el contrato de concesión con el MINEM, por el cual suministrará la energía adjudicada desde la puesta en operación comercial del Proyecto (a más tardar el 31 de diciembre de 2018) hasta el 31 de diciembre de 2038.

Con fecha 29 de marzo del 2016, se comunicó como hecho de importancia el cambio de denominación social de EnerSur S.A. a ENGIE Energía Perú S.A.

Con fecha 5 de mayo del 2016, el SEIN informó la aprobación de la operación comercial de la unidad a gas en ciclo abierto (+75.5 MW) del proyecto de Ampliación de la Central Térmica Chilca Uno.

■ 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 EEP 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 diciembre del 2015), 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 1,951.8 MW a marzo 2016. 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.

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 del proyecto Quitaracsa, en octubre 2015, la potencia instalada de EEP se incrementó en 114 MW. Posteriormente, con la ampliación de la central ChilcaUno (proyecto Chilca Plus), la potencia instalada se incrementará en 113 MW adicionales y llegará hasta 2,705

MW, en el 2018, con la culminación de los proyectos del Nodo Energético e 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, EEP pertenece al área de negocio denominada ENGIE Latin America, la cual agrupa operaciones en Argentina, Brasil, Chile, México y Uruguay.

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 2015, los ingresos consolidados del Grupo ascendieron a €69.9 billones, mientras que su EBITDA, a €11.3 billones (€74.7 y 12.1 billones a diciembre 2014, 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 diciembre 2015, EEP representaba el 17.0% de la potencia firme del SEIN y ocupaba el segundo lugar en el Sistema. Actualmente, EEP cuenta con seis centrales que totalizan una capacidad instalada (potencia efectiva) de 1,951.8 MW. Adicionalmente, EEP 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 2015	Factor de Carga 12M mar.2016
C.T. Ilo1*		TV3	Vapor / R500	66.00	1997	4.5%	9.8%
		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	19.8%	29.2%
C.H. Yuncán	Cerro de Pasco	G1, G2, G3	Agua	134.16	2005	75.3%	74.1%
C.T. ChilcaUno	Lima	TG11	Gas Natural	180.00	2006	84.6%	81.3%
		TG12	Gas Natural	180.00	2007	87.8%	83.9%
		TG13	Gas Natural	199.80	2009	76.4%	72.1%
		CC	Vapor	292.00	2012	84.1%	77.9%
C.H. Quitaracsca	Ancash	G1, G2	Agua	114.00	2015	8.5%	25.9%
C.T. Ilo31	Moquegua	TG1, TG2, TG3	Diesel 2 - B5	500.00	2013	0.8%	1.6%
TOTAL				1,951.75			

*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. de Yuncán (6.9% de la potencia instalada) utiliza el agua de los ríos Huachón y Paucartambo, los cuales provienen de la Cuenca del Atlántico, la que históricamente ha tenido niveles de caudal más estables que la del Pacífico. Esta central cuenta con un reservorio de una capacidad de almacenamiento de 1.8 millones de m³ y un volumen útil de 458 mil m³ de agua.

Esta central fue dada a la Empresa 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 Yuncán, 7 de setiembre de 2005.

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 suscribió con el Estado peruano un Contrato de Garantías en virtud del cual, el Estado garantiza las obligaciones de Activos Mineros.

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 puede ser ampliado por cinco años adicionales.

Asimismo, cuenta con un contrato de transporte firme de gas natural por 3.942 millones de m³/día hasta diciembre 2033,

el cual incorpora múltiples adjudicaciones tras los *open seasons* realizados por TGP durante los últimos años. Esto aseguraría el 100% del requerimiento de transporte de gas natural de las centrales a plena capacidad (incluso con la conversión a ciclo combinado), para el primer trimestre del 2016, año en el que TGP espera culminar con la expansión del ducto.

Es importante mencionar que el retraso de un año en la ampliación del ducto de TGP no afectará a la compañía, dado que ChilcaUno alcanza un factor de planta de alrededor de 90% y los contratos por transporte en firme que mantiene actualmente son suficientes para producir a dicho nivel.

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 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 2015, EEP generó 7,172.3 GWh, ligeramente por encima de lo generado al cierre del 2014 (7,098.3 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 pasara de posicionarse como la tercera generadora dentro del sistema de generación eléctrica a ser nuevamente la segunda a nivel nacional.

No obstante, su participación en el mercado de generación, que se incrementó de manera sostenida desde el 2004, pasando de niveles de 7.5 a 17.0% diciembre 2014, se redujo ligeramente hasta ser 16.1%.

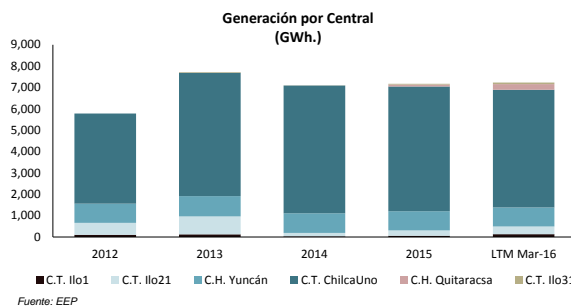
Cabe resaltar que la generación de energía a nivel nacional del 2015 ascendió a 44,540.0 GWh, superior en 6.6% a lo generado durante el 2014. Asimismo, la máxima demanda del año ascendió a 6,274.6 MW, 9.4% por encima de la máxima demanda del año previo.

Del total de la energía producida por EEP, durante el periodo 2015, el 13.8% fue de origen hidráulico (13.0% a diciembre 2014) y, el resto, térmico. Dentro de este contexto, la central

ChilcaUno fue la más importante al contribuir con el 81.4% 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 diciembre 2015, la generación asociada a dicha central se vio incrementada en 38.3%.

En el caso de las centrales térmicas Ilo1, Ilo21 e Ilo31, éstas incrementaron, a diferencia del año anterior, su producción en 106.8, 52.0 y 575.9%, respectivamente. Esto fue resultado de un incremento en la generación de energía ante el problema de congestión en la interconexión Centro-Sur del país. Por su parte, Yuncán disminuyó ligeramente su producción en 2.2% por una menor disponibilidad del recurso hídrico.



Al cierre del 2015, el nivel de contratación de EEP alcanzó los 1,552.8 MW en hora punta (1,291.6 MW a diciembre 2014), de los cuales el 54.8% corresponde a clientes regulados y el 45.2% restante a clientes libres (75.7 y 24.3% a diciembre 2014).

El cambio observado en las proporciones de contratos por tipo de cliente es resultado de la entrada en vigencia de un nuevo contrato con Antamina (cliente libre) hasta por 170 MW. Asimismo, durante el 2015, 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 diciembre 2015, 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, 98 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 27.3% al cierre del año 2015.

Al cierre del año móvil finalizado a marzo 2016, EEP generó 7,231.2 GWh, 0.8% superior a la producción de energía del 2015 y representó el 15.8% del total despachado en el SEIN durante los últimos 12 meses (equivalente a 45,806.7 GWh).

Con respecto a la generación por central, ChilcaUno continuó siendo la central con mayor contribución en la producción total con el 76.1%. Por otro lado, Quitaracsca ha incrementado su producción durante los últimos meses, con lo cual pasó de 1.2% en el 2015, a 3.7% a marzo 2016 en la participación de la producción de la Compañía.

En el caso de las C.T. Ilo1, Ilo21 e Ilo31, éstas también continuaron incrementando su producción, debido al problema de congestión, explicado anteriormente. Se espera que dichas centrales eléctricas sigan operando hasta la puesta en operación el proyecto de Línea de Transmisión Mantaro – Montalvo.

Inversiones

Luego de la puesta en operación comercial de los proyectos ChilcaUno y Reserva Fría (ahora Ilo31), durante el 2015, EEP continuó desarrollando el proyecto denominado Central Hidroeléctrica Quitaracsca, el cual entró en operación comercial en octubre 2015.

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, a diciembre 2015, una inversión de US\$539 millones para su construcción.

Adicionalmente, para financiar la construcción de los 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.

Asimismo, como ya se mencionó, con fecha 29 de noviembre del 2013, Proinversión otorgó a EEP la adjudicación de la buena pro para la construcción y operación de una de las centrales de generación termoeléctrica del proyecto Nodo Energético del Sur del Perú.

La central estará ubicada en la provincia de Ilo, departamento de Moquegua, y tendrá una capacidad de 600 MW. Es importante mencionar que su construcción demandará una

inversión estimada de US\$400 millones, y deberá entrar en operación comercial antes del 1ro de marzo del 2017.

Por otro lado, la central operará en una primera etapa con Diesel B5 S-50, para luego utilizar gas natural una vez que esté disponible en la zona sur del Perú. Para el financiamiento de dicho proyecto, se firmó dos contratos de arrendamiento financiero con los bancos locales BCP y BBVA por un total de US\$290.0 millones.

Finalmente, la Empresa inició el proyecto de ampliación de la Central ChilcaUno 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 segundo semestre del mismo año. El proyecto en conjunto ha sido denominado Chilca Plus.

Asimismo, 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.

■ 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.

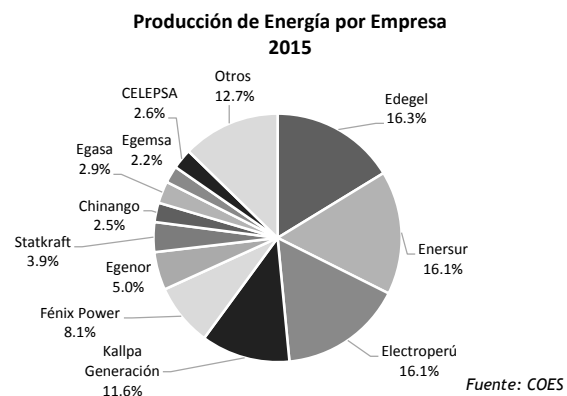
Al cierre de diciembre 2015, la potencia firme del mercado peruano ascendió a 8,147.3 MW, superior a la registrada a fines del 2014 (7,572.6 MW).

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 2015, alcanzó los 44,540.0 GWh, 6.6% por encima de lo generado durante el 2014, como resultado de la mayor demanda producto del crecimiento de la economía nacional. Dicha tasa muestra una tendencia similar respecto de los niveles previos,

considerando que se tuvo un CAGR de 6.6% entre los años 2010 y 2014.

Cabe señalar que la principal fuente de generación que contribuyó al crecimiento mencionado fue la hidráulica, la cual se incrementó en 6.9% respecto de lo generado en el 2014 como resultado de una mayor disponibilidad de recurso hídrico y la mayor capacidad de generación.

De esta manera, la producción de energía eléctrica del año 2015 fue de origen hidráulico en 50.4%, térmico en 47.5% (siendo la principal fuente el gas natural, que generó el 46.3% de la producción del periodo de análisis), y de origen RER en 2.1%. 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 2014 (1.5%).

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. Durante el 2015, la máxima demanda ascendió a 6,274.6 MW, superior en 9.4% a la máxima demanda registrada durante el 2014.

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
5 Nodo Energético del Sur	Moquegua	Enersur	735	1T2017
4 C.T. Chilca Plus	Lima	EnerSur	113	2T2017
6 C.H. Pucará	Cuzco	Egecuzco	178	4T2017
7 C.H. Molloco	Arequipa	GEMSAC	302	3T2020
8 C.H. Curibamaba	Jauja	Edeggel S.A.	195	2T2021
9 C.H. Veracruz	Amazonas	Cía. Energética Veracruz	730	1T2022
10 C.H. Chadín II	Amazonas	AC Energía	600	4T2023

Fuente: Osinergmin

Por otro lado, en el 2014 y 2015, se continuó 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 si bien en periodos previos se consideraba que existía un cuello de botella originado por una escasez de líneas de transmisión, dentro de un sistema caracterizado por presentar concentraciones de generación eléctrica en el centro de país, dicho riesgo se considera actualmente parcialmente subsanado, mientras que algunas obras adicionales para ampliar la capacidad de transmisión se estarán concluyendo en el 2017.

En ese sentido, existen nuevas líneas de transmisión de 500 KV que atienden el sur del país y que satisfacen la demanda actual. Por otro lado, en el norte existen líneas de 220 KV que atienden la demanda de la zona, a la vez que no se descarta la posibilidad de que se desarrollen nuevos proyectos de transmisión de líneas de mayor voltaje, aunque esto aún no sea vinculante.

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, OSINERGMIN 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 2015, los ingresos de EEP ascendieron a US\$713.7 millones, superiores en 15.3% a lo recaudado durante el 2014. Dicha tasa constituye una mejora respecto al 1.5% de crecimiento anual registrado entre el 2014 y 2013, además se mantiene por encima de la velocidad de crecimiento de los últimos cuatro años (CAGR 2010-2014 de 11.6%), los cuales incorporan el efecto de la entrada en operación comercial de las C.T. ChilcaUno e Ilo31.

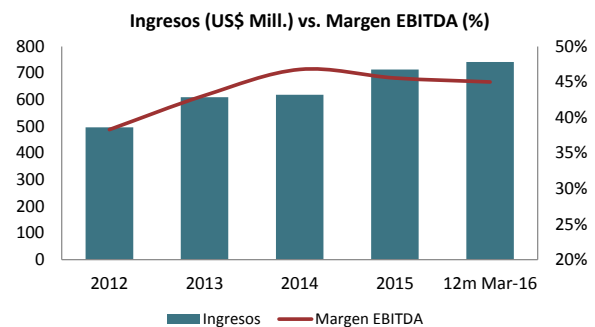
Los mayores ingresos son resultado de la entrada en vigencia de nuevos contratos firmados con clientes libres, como Antamina, así como la entrada en vigencia de nuevos contratos con clientes regulados. Asimismo, a esto contribuyó una mayor remuneración por peajes de conexión del sistema principal de transmisión.

Por su parte, el costo de ventas del periodo se incrementó en 17.9% respecto a lo registrado en diciembre 2014, como resultado de un mayor consumo de gas natural, y mayores compras de energía, potencia y peaje por los nuevos clientes.

El efecto se ve en cierta medida incrementado por el mayor consumo de petróleo (R500 y Diesel) y carbón por parte de las C.T. Ilo1, Ilo21 y Ilo31, debido a una mayor generación ante los problemas de congestión presentados en el segundo semestre del 2015, en la interconexión Centro-Sur.

De esta manera, como resultado de los nuevos contratos firmados, así como el mayor incremento de los costos de generación, se observó una ligera disminución del margen bruto, el cual cayó de 42.8% a diciembre 2014, a 41.5% al cierre del 2015.

Por otro lado, durante el 2015 se tuvo un adecuado control de los gastos administrativos, de manera que disminuyeron principalmente por menores gastos de gestión. De esta manera, el EBITDA ascendió a US\$325.2 millones, 12.3% por encima de lo registrado a diciembre 2014, a la vez que el margen EBITDA pasó de 46.8 a 45.6% 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, trajo consigo un incremento significativo de la cobertura de gastos financieros.

De esta manera, el indicador EBITDA/Gastos financieros que se situaba en 6.86x a diciembre 2013 y mostró una mejora al cierre del 2014 (7.85x), cerró el 2015 en 10.65x. Asimismo, tomando en cuenta los gastos por alquileres, el ratio de cobertura (EBITDAR/Gastos financieros y Alquileres) fue de 9.54x en el periodo analizado (7.19x en el 2014).

En términos de flujo de caja, a diciembre 2015, EEP generó un Flujo de Caja Operativo (FCO) de US\$243.0 millones (US\$223.3 millones a diciembre 2014).

Por otro lado, la inversión en activo fijo, inversión en intangibles y reparto de dividendos, requirieron montos por US\$110.7, 0.1 y 49.7 millones, respectivamente, cuya diferencia fue cubierta con deuda y con la caja acumulada de ejercicios anteriores. Así, a diciembre 2015, EEP tenía un saldo de caja de US\$52.2 millones (US\$28.5 millones a diciembre 2014).

De la misma manera, al cierre de los últimos 12 meses finalizados a marzo 2016, los ingresos ascendieron a US\$741.5 millones, superiores en 3.9% a lo registrado a diciembre 2015, debido a la mayor demanda y al mayor peaje mencionados anteriormente. Por el lado del costo de ventas, éste ascendió a US\$439.9 millones originando una ligera disminución en el margen bruto, el cual cerró en 40.7%.

Por otro lado, el EBITDA ascendió a US\$333.7 millones, el cual se incrementó en 2.6% con respecto a diciembre 2015. Así, el margen EBITDA se redujo ligeramente, con respecto del periodo analizado, llegando a 45.0%, debido a un mayor incremento en los ingresos. De esta forma, el indicador de cobertura EBITDA/Gastos financieros fue de 10.37x.

La utilidad neta registrada al cierre del año móvil finalizado a marzo 2016 ascendió a US\$180.2 millones, ligeramente por debajo del resultado neto del ejercicio 2015 (US\$181.5 millones). Dicha disminución fue explicada principalmente por mayores cargas tributarias, las cuales se elevaron en 21.3% respecto de 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 55.0% a diciembre 2015 (55.4% a diciembre 2014).

Asimismo, sus niveles de endeudamiento son adecuados para su generación de caja (Deuda Financiera / EBITDA) de 2.93x (2.79x en el 2014). Asimismo, se toma en consideración que se encuentran en el desarrollo de 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 reduce a 2.77x (2.69x a diciembre 2014). 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 3.23x (3.12x a diciembre 2014).

A diciembre 2015, la deuda financiera total de EEP ascendió a US\$953.9 millones, superior en 18.1% a la registrada al cierre del ejercicio 2014. Los nuevos fondos obtenidos provienen de nuevos desembolsos que forman parte de contratos de arrendamiento financiero suscritos para el financiamiento de los proyectos de Nodo Energético, Chilca Plus y Quitaracsa 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. Así, las tasas de interés promedio de deuda pasaron, de 5.16% al cierre del 2014, a 4.83% al cierre del 2015.

Estructura de la Deuda - ENGIE Energía Perú

Tipo	Mar-16 US\$ mill.	Dic-15 US\$ mill.	Vencimiento	Tasa	Destino
Préstamos Bancarios de Corto Plazo	121.3	118.3	2016	5.29 - 5.44%	Capital de Trabajo.
Préstamos Bancarios de Largo Plazo	162.6	169.7	2017-2020	Libor 3m + 1.9% / 6.15%	Prepago de deuda para financiar Quitaracsa y Nodo Energético
Leasings - BCP	320.1	320.9	2019-2021	4.90% - 6.67%	Construcción y adquisición de maquinaria del ciclo combinado de la C.T ChilcaUno, Reserva Fría y Nodo Energético
Leasings - BBVA Bco. Continental	261.7	222.5	2019-2022	4.20% - 5.70%	Construcción Reserva Fría, Nodo Energético y Chilca Plus
Bonos Corporativos	124.4	122.5	2016-2028	6.3125% - 7.5938%	Prepago de deuda de corto plazo con bancos locales y proveedores
TOTAL 1/	990.1	953.9			

Fuente: EEP

1/ No incluye instrumentos financieros derivados (Swaps) equivalentes a US\$18.2 y 19.1 millones a marzo 2016 y diciembre 2015, respectivamente.

De esta manera, la deuda financiera corriente representó el 25.6% del total de las obligaciones financieras a diciembre 2015 (23.8% a diciembre 2014).

Por otro lado, en el periodo de análisis, la capacidad de generación de la compañía para hacer frente a sus obligaciones, medido por el ratio (EBITDA / Servicio de Deuda), fue 1.18x, que se eleva a 1.37x en caso se sume la caja acumulada de la compañía (1.26x y 1.39x en el 2014, 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 al proyecto Quitaracsa y 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 al cierre del 2015 el endeudamiento en tasa variable representaba sólo el 12.0% del total de la deuda financiera de largo plazo, el impacto que dicha exposición pudiese tener sobre el desempeño sería acotado. De esta manera, al cierre del periodo de análisis la Empresa no contaba con *swaps* de tasa de interés.

Cabe mencionar que, además de la deuda financiera directa, la Empresa tiene deuda indirecta por US\$81.4 millones a fines del 2015, dentro de la cual destacan las cartas fianza otorgadas a Egecen (hoy Activos Mineros) por Derecho de Usufructo por la C.H. de Yuncán, a Osinergmin por licitación de proyectos y las otorgadas a favor del MEM por el cumplimiento de ejecución del proyecto Nodo Energético.

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 fueron 31.9% superiores a las generadas durante el 2014. De esta manera, el patrimonio ascendió a US\$870.8 millones, 18.3% superior al del ejercicio 2014. Lo anterior llevó a que la compañía mantenga un buen nivel de capitalización en el periodo.

Con respecto al cierre del primer trimestre del 2016, la deuda financiera ascendió a US\$990.1 millones, 3.8% por encima de lo registrado al cierre del 2015 (US\$953.9 millones). El incremento se debe principalmente a los desembolsos de los arrendamientos financieros en los proyectos Chilca Plus y Nodo; y en menor medida, a la variación del tipo de cambio reflejado en un aumento del saldo de las emisiones en soles (1era, 2da y 7ma) de los bonos corporativos. Cabe resaltar que dichas emisiones se encuentran cubiertas por instrumentos financieros derivados.

De esta manera, el nivel de apalancamiento (Deuda Financiera / EBITDA) se incrementó ligeramente a 2.97x, sin embargo, si tomamos la Deuda Financiera neta de Caja, éste se reduce a 2.75x (2.77x a diciembre 2015). Es así que, durante los últimos 12 meses, los ratios de endeudamiento continúan siendo apropiados para el nivel de generación de la Compañía.

Cabe mencionar que la deuda financiera de corto plazo, a marzo 2016, representó el 26.3% del total de las obligaciones financieras. Por otro lado, el 11.5% del endeudamiento de largo plazo se encuentra establecido en tasa variable.

Asimismo, durante los últimos 12 meses finalizados a marzo 2016, el nivel de cobertura de servicio de deuda (EBITDA / Servicio de Deuda) ascendió a 1.14x.

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

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

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 - EEP

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 contará con una vigencia de seis años, plazo que no estará 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 contarán 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.

Acciones

Luego de la capitalización de una prima de emisión correspondiente a un aumento de capital realizado en el 2012, el capital social a marzo 2016 y diciembre 2015 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 diciembre 2015 y a marzo 2016 cerró en S/. 8.10 y 8.94, respectivamente, (S/. 10.30 al cierre de diciembre 2014).

Indicadores Bursátiles - Acciones Comunes - EEP

	Monto Negociado*	Precio**	Frecuencia	Capitalización Bursatil*
ene-15	14,450	9.95	75.00%	5,983,632
feb-15	36,703	9.60	80.00%	5,773,152
mar-15	1,819	9.30	68.18%	5,592,741
abr-15	44,736	9.05	65.00%	5,442,399
may-15	13,984	9.00	70.00%	5,412,330
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

* 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 Mar-16	2015	2014	2013
Nº Acciones	601,370,011	601,370,011	601,370,011	224,297,295
Utilidad Neta (US\$ miles)	180.2	181.5	137.6	127.4
Dividendos (US\$ miles)	49.7	49.7	41.7	32.8
U / A	0.08	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 Mar 16	dic-15	dic-14	dic-13	dic-12	dic-11
Rentabilidad						
EBITDA	333,733	325,180	289,445	262,922	190,016	166,312
Mg. EBITDA	45.0%	45.6%	46.8%	43.1%	38.3%	39.9%
EBITDAR	337,682	329,129	293,394	266,871	193,965	170,261
Margen EBITDAR	45.5%	46.1%	47.4%	43.8%	39.1%	40.9%
FCF / Ingresos	16.1%	11.6%	4.4%	-11.1%	-5.8%	-1.2%
ROE	21.6%	22.6%	20.0%	21.4%	23.0%	29.4%
Cobertura						
EBITDA / Gastos financieros	10.37	10.65	7.85	6.86	12.41	10.61
EBITDAR / (Gastos financieros + Alquileres)	9.35	9.54	7.19	6.31	10.07	8.68
EBITDA / Servicio de deuda	1.14	1.18	1.26	1.10	2.13	2.80
EBITDAR / (Servicio de deuda + Alquileres)	1.14	1.18	1.26	1.10	2.08	2.69
FCF / Servicio de deuda	0.52	0.41	0.28	-0.12	-0.15	0.18
(FCF + Caja + Valores líquidos) / Servicio de deuda	0.76	0.60	0.40	-0.02	0.93	0.54
CFO / Inversión en Activo Fijo	2.91	2.20	1.44	0.76	0.99	1.23
(EBITDA + caja) / Servicio de Deuda	1.38	1.37	1.39	1.21	3.22	3.17
Estructura de capital y endeudamiento						
Capitalización	54.7%	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	2.97	2.93	2.79	2.76	3.50	2.41
Deuda financiera neta / EBITDA	2.75	2.77	2.69	2.67	2.99	2.28
Deuda ajustada total / EBITDAR	3.21	3.23	3.12	3.02	3.78	2.76
Deuda ajustada neta / EBITDAR	3.00	3.07	3.02	2.93	3.28	2.63
Costo de financiamiento estimado	3.5%	3.5%	4.8%	5.5%	2.9%	4.3%
Deuda financiera CP / Deuda financiera total	26.3%	25.6%	23.8%	27.5%	11.1%	10.9%
Balance						
Activos totales	2,135,062	2,053,484	1,723,380	1,518,144	1,345,130	843,581
Caja e inversiones corrientes	71,020	52,181	28,530	25,485	96,926	21,646
Deuda financiera Corto Plazo	260,434	244,270	192,200	199,900	73,875	43,705
Deuda financiera Largo Plazo	729,650	709,632	615,536	526,484	450,218	306,114
Deuda financiera subordinada	0	0	0	0	140,702	50,506
Deuda financiera total	990,084	953,902	807,736	726,384	664,795	400,325
Deuda financiera total con Equity Credit	990,084	953,902	807,736	726,384	664,795	400,325
Deuda fuera de Balance	94,636	109,073	106,520	80,792	69,005	68,935
Deuda ajustada total	1,084,720	1,062,975	914,256	807,176	733,800	469,260
Patrimonio Total	896,546	870,820	736,358	638,753	550,135	323,036
Capitalización ajustada	1,981,266	1,933,795	1,650,614	1,445,929	1,283,935	792,296
Flujo de caja						
Flujo de caja operativo (CFO)	257,510	242,994	223,277	112,436	119,035	104,416
Inversiones en Activos Fijos	-88,547	-110,662	-154,575	-147,418	-120,011	-85,058
Dividendos comunes	-49,655	-49,655	-41,700	-32,794	-27,879	-24,405
Flujo de caja libre (FCF)	119,308	82,677	27,002	-67,776	-28,855	-5,047
Ventas de Activo Fijo, Netas	90	81	259	70	34	14
Otras inversiones, neto	-1,905	-123	-18,954	-18,393	-2,194	-10,312
Variación neta de deuda	-72,767	-58,984	-5,262	14,658	-43,705	-12,631
Variación neta de capital	0	0	0	0	150,000	0
Variación de caja	44,726	23,651	3,045	-71,441	75,280	-27,976
Resultados						
Ingresos	741,537	713,722	618,881	609,917	496,128	416,709
Variación de Ventas	3.9%	15.3%	1.5%	22.9%	19.1%	4.5%
Utilidad operativa (EBIT)	279,805	273,353	240,433	218,773	154,592	132,080
Gastos financieros	32,168	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	180,157	181,456	137,568	127,423	100,631	85,637
Información y ratios sectoriales						
Producción de Energía (GWh. - COES)	7,231	7,172	7,098	7,719	5,782	4,675
Participación en el COES	15.8%	16.1%	17.0%	19.5%	15.5%	13.3%
Vencimientos de Deuda de Largo Plazo						
US\$ millones			2016	2017	2017	2019+
			220,276	200,409	165,633	403,768

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 EEEF, según en cumplimiento de la regulación de la SMV. Los EEEF 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	Gerente de Finanzas, Organización y Capital Humano
Vincent Vanderstockt	Gerente de Planificación, Proyectos e Implementación
Gilda Spallarossa Lecca	Gerente Legal
Alejandro Prieto Toledo	Gerente de Asuntos Corporativos
Daniel Cámac Gutiérrez	Gerente Comercial y de Regulación

RELACIÓN DE ACCIONISTAS

International Power S.A. (antes Suez Tractebel)	61.77%
IN – FONDO 2	7.15%
PR – FONDO 2	5.22%
Otros accionistas (<5%)	25.86%

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)
Valores que se emitan bajo el marco del Tercer Programa de Bonos Corporativos de EEP S.A.	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.