

# ENGIE Energía Perú S.A.

## Informe Anual

### Clasificación

Tipo Instrumento	Clasificación Actual	Clasificación Anterior	Fecha Cambio
Bonos Corporativos	AAA	AAA	
Acciones	1a(pe)	1a(pe)	

Información financiera auditada a Diciembre 2016 y no auditada a Marzo 2017.

Clasificación otorgada en Comité de fecha 11/05/2017 y 27/10/2016.

### Perspectiva

Estable

### Indicadores Financieros

US\$ MM	LTM Mar 17	Dic-16	Dic-15	Dic-14
Ingresos	750.0	747.7	713.7	618.9
EBITDAR	345.0	330.6	329.1	293.4
Flujo de Caja Operativo	203.0	175.0	243.0	223.3
Deuda Total	962.6	1,009.4	953.9	807.7
Caja	58.7	28.3	52.2	28.5
Deuda Ajustada Neta / EBITDAR	2.9	3.4	3.1	3.0
EBITDAR/ (Gastos Fin.+alquileres)	6.9	7.0	9.5	7.2

Fuente: Engie

Metodología Maestra de Clasificación de Empresas No Financieras (enero 2017).

### Analistas

**Julio Loc**  
(511) 444 5588  
[julio.loc@aaicom.pe](mailto:julio.loc@aaicom.pe)

**Sandra Guedes**  
(511) 444 5588  
[sandra.guedes@aaicom.pe](mailto:sandra.guedes@aaicom.pe)

### Fundamentos

ENGIE Energía Perú S.A. (EEP), antes EnerSur S.A., es la primera empresa generadora de energía eléctrica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), con una participación de 16.9% en el total de energía generada en el sistema en 2016 y una generación de 8,182.4 GWh en 2016 y de 1,870 GWh entre enero y marzo del 2017.

Las inversiones realizadas han permitido a la Empresa consolidarse como la primera 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). 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 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 (54.6% y 51,2% a diciembre 2016 y marzo 2017, respectivamente). Sin embargo, el flujo de caja en 2016 disminuyó en 17.8%, debido al menor margen operativo (causado por el mayor pago a proveedores), al pago de intereses financieros y al incremento de impuesto a las ganancias diferidas.

A marzo 2017, cinco de los seis proyectos de inversión contemplados para el periodo 2010-2017 ya entraron en operación. Actualmente, la Empresa se encuentra desarrollando el **Proyecto Solar Fotovoltaico Intipampa** (aproximadamente 40 MW), el cual significará una inversión aproximada de US\$55 millones. La empresa espera que el proyecto entre en operación comercial el último trimestre del 2017.

En consecuencia, el apalancamiento irá disminuyendo conforme los proyectos entren en operación y se reduzca el requerimiento de nuevo endeudamiento. 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.

Con fecha 16 de diciembre, entró en operación comercial la unidad a gas en ciclo combinado del proyecto de ampliación de la Central Térmica ChilcaDos (antes Chilca Plus), la planta cuenta con una potencia nominal de 111 MW.

## ■ 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 cambio de proveerle electricidad por un plazo no menor a 20 años desde abril de 1997.

Desde su constitución, la Empresa ha expandido continuamente su capacidad instalada, y ha pasado de contar con 177 MW, en 1997, a 2,673 MW a la fecha. Actualmente, el único proyecto en construcción es Intipampa (planta solar de 40 MW), el cual requiere una inversión de US\$55 millones. Se espera que a fines del 2017, este último proyecto se encuentre operativo 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. Guitaracsa en octubre 2015, la C.T. ChilcaDos (primera turbina en mayo 2016 y el ciclo combinado en diciembre 2016), y de la C.T. Ilo41 (Nodo Energético) en octubre 2016, la potencia instalada de EEP se incrementó en 835 MW. Posteriormente, con la culminación del proyecto Intipampa en el 2017, la potencia instalada llegará a 2,713 MW.

## 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 (€32,341 millones al 31 de marzo 2017) El Grupo cuenta con una capacidad de generación de energía de 112.7 GW, así como 5.2 GW de capacidad adicional que actualmente se encuentran en proceso de implementación.

A diciembre 2016, los ingresos consolidados del Grupo ascendieron a €66.6 billones, mientras que su EBITDA, a €10.7 billones (€69.9 y 11.3 billones a diciembre 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.

El grupo participaba en el accionariado de Transportadora de Gas del Perú (TGP, transportadora del gas natural desde Camisea a Lima), pero vendieron su participación en octubre del 2016 a Enagás internacional y Carmen Corporation.

## Operaciones

A marzo 2017, EEP representaba el 20.9% de la potencia firme del SEIN y ocupaba el primer lugar en potencia instalada y generación de energía en el Sistema. Actualmente, cuenta con ocho centrales que totalizan una capacidad instalada de 2,673 MW. Adicionalmente, posee una línea de transmisión primaria de 500 kV de 75 km y líneas de transmisión secundarias de 138 y 220 kV de tensión, por un total de 207.3 km.

**Capacidad de Generación**

Plantas	Ubicación	Unidad	Combustible	Potencia Nominal (MW)	Puesta en Operación	Factor de Carga dic.2016
C.T. Ilo1*		TV3	Vapor / R500	66.00	1997	
		TV4	Vapor / R500	66.00	1997	
	Catkako	Diesel 2		3.30	1997	15.5%
		TG1	Diesel 2	39.29	1997	
		TG2	Diesel 2	42.20	1999	
C.T. Ilo21	Moquegua	TV21	Carbón / Diesel 2	135.00	2000	62.2%
C.H. Yuncán	Cerro de Pasco	G1, G2, G3	Aqua	134.16	2005	63.4%
C.T. ChilcaUno	Lima	CCTG	Gas Natural / Vapor	851.80	2006	79.0%
C.T. ChilcaDos	Lima	CCTG	Gas Natural / Vapor	111.00	2016	39.6%
C.H. Quitaracsa	Ancash	G1, G2	Aqua	114.00	2015	45.2%
C.T. Ilo31	Moquegua	TG1, TG2, TG3	Diesel 2 - B5	500.00	2013	2.3%
C.T. Nodo Energético	Moquegua	TG41, TG42, TG43	Diesel B5	610.00	2016	0.5%
<b>TOTAL</b>				<b>2,672.8</b>		

Fuente: EEP

Debido a las continuas inversiones realizadas, EEP es la empresa con el portafolio de generación más diversificado del país. La C.H. Yuncán (5.0% 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. Quitaracsa (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 m<sup>3</sup>/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, 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 marginal, 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. Cabe señalar que a pesar de contar con costos marginales más altos, debido a incentivos regulatorios, las centrales de generación de electricidad con el uso de los recursos energéticos renovables (RER) tienen prioridad para el despacho.

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).

En el primer trimestre del 2017, EEP generó 1,870 GWh, 5.06% por encima de la energía generada a marzo 2016. Las operaciones no contaron con inconvenientes relacionados a las fuertes lluvias en el norte del país en el primer trimestre el año. En el año móvil a marzo 2017, EEP generó 8,272 GWh, 1.1% por encima de lo generado en el 2016 (8,182 GWh).

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 17.3% en diciembre 2016. En el primer trimestre del 2017 su participación disminuyó ligeramente hasta 15.2%, por encima del 14.7% del primer trimestre del 2016. La menor participación a en la producción total de energía en los primeros trimestres del año se debe a la menor proporción de capacidad de generación hidroeléctrica de EEP (9.3% de generación hidráulica) respecto al mercado (40.2%).

Cabe resaltar que la generación de energía a nivel nacional, en 2016, ascendió a 48,326.4 GWh, superior en 8.5% a lo generado durante el 2015. Asimismo, la máxima demanda

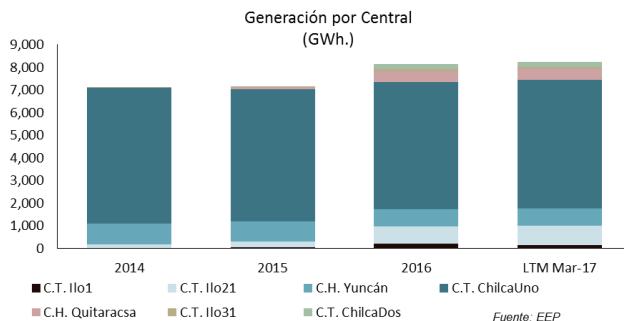
del año ascendió a 6,492.4 MW, 3.5% por encima de la máxima demanda del año previo.

Del total de la energía producida por ENGIE Energía Perú, durante el año móvil a marzo 2017, el 15.1% fue de origen hidráulico (15.0% a diciembre 2016) y, el resto, térmico. Dentro de este contexto, la C.T. ChilcaUno fue la más importante al contribuir con el 68.6% 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 2016, la generación asociada a dicha central se vio incrementada en 33.0%.

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 3.7% en el año móvil finalizado a marzo 2016, a 5.9% en el año móvil finalizado a marzo 2017. Además, la C.H. Yuncán disminuyó su participación de 12.3% a 9.2% en el mismo periodo de tiempo, por menor disponibilidad del recurso hídrico.

En el caso de las centrales térmicas Ilo1 e Ilo21, éstas incrementaron su producción en 15.3 y 138.3%, entre los años móviles de marzo 2016 y marzo 2017. Por el contrario, la central térmica Ilo31 disminuyó su producción en 12.1% en el mismo periodo. Esto fue resultado de un incremento en la generación de energía ante el problema de congestión en la interconexión Centro-Sur del país.



Al primer trimestre del 2017, el nivel de contratación de EEP alcanzó los 1,831.0 MW en hora punta (1,527.1MW a diciembre 2016), de los cuales el 43.7% corresponde a clientes regulados y el 56.3% restante a clientes libres. (39.9 y 60.1% a diciembre 2016).

Las ventas por potencia y energía a clientes libres se incrementaron en 16.0% con respecto a marzo 2016, mientras que en el caso de clientes regulados, estas

disminuyeron 19.4% debido a la culminación de algunos contratos bilaterales.

El incremento en clientes libres se debe a la entrada en vigencia, durante el 2016, de contratos con clientes como Grupo Volcán, Grupo Gloria y Yanacocha, y al aumento de la potencia contratada por la Minera Las Bambas (de 98 MW en 2015 a 150 MW en 2016).

Asimismo, se firmaron adendas de contratos bilaterales con determinados clientes regulados, dentro de los cuales destacan Edelnor, Luz del Sur y Seal. Además, se suscribió un contrato de hasta 40 MW con la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC) para la exportación-importación de energía eléctrica entre Perú y Ecuador.

De esta manera, a diciembre 2016, se mantenían contratos con clientes libres con una duración promedio de 8 años, dentro de los cuales destacan los suscritos con SPCC, Antamina y Minera Las Bambas por 207, 170 y 150 MW respectivamente.

Si bien EEP se constituyó para ser el proveedor exclusivo de energía de la empresa minera SPCC, el contrato vence en abril 2017, y la renovación de contrato ya fue adjudicada a otra generadora. EEP ha reducido la concentración de sus ingresos con este cliente, 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 23.0% a marzo 2017.

## Inversiones

Luego de la puesta en operación comercial de la C.H. Quitaracsa, durante el 2016, EEP continuó desarrollando los proyectos denominados, C.T. Nodo Energético Planta Ilo, y las dos etapas de ChilcaDos, los cuales entraron en operación comercial en, octubre 2016, mayo 2016 (primera etapa, ciclo abierto) y diciembre 2016 (segunda etapa, ciclo combinado), 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 conjunta de 111 MW. La C.T ChilcaDOS implicó una inversión de US\$128.4 millones. En ese sentido, se suscribió un contrato 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.

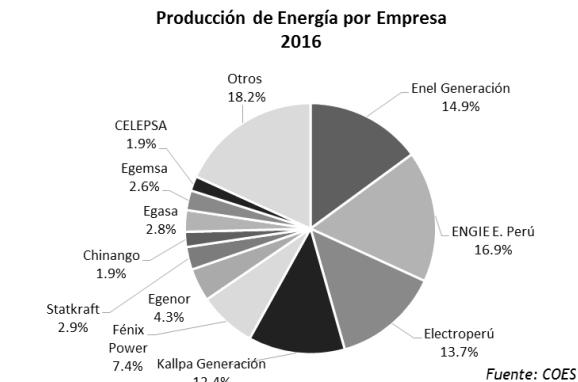
Al cierre del 2016, la potencia firme del mercado peruano ascendió a 10,479.9 MW, superior en 28.3% a la registrada a fines del 2015 (8,147.3 MW), debido principalmente al ingreso de la C.T. Puerto Bravo (621 MW), la entrada de la C.H. Cerro Del Águila (513 MW), a la entrada de la C.H. Chaglla (454MW) y la CT Nepi (600 MW).

Del total de potencia que ingresó en el año, 31.7% corresponden a nuevas centrales térmicas y 68.3% a

hidroeléctricas. Además, ingresaron 97 MW de potencia instalada eólica. Por último, no hubo un incremento con respecto a centrales de energía solar.

En línea con lo descrito, durante el 2016, aumentó la participación de la generación térmica en la potencia efectiva de 47.7% a 50.9%. Por su parte, la generación hidráulica disminuyó su participación de 50.4% a 47.6% en el mismo periodo.

Cabe destacar la participación de los RER, que se encuentran iniciando su desarrollo en la industria (2.8% de la potencia efectiva total). Por otro lado, es importante mencionar que del total de centrales térmicas, el 69.9% es abastecido con gas natural proveniente de los yacimientos de Camisea.



Por su parte, la energía generada durante el 2016, alcanzó los 48,326.4 GWh, 8.5% por encima de lo generado durante el 2015, como resultado de la mayor demanda producto del crecimiento de la economía nacional. Así, la tasa de crecimiento se encontró por encima 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 13.0% respecto de lo generado en el 2015, como resultado de una mayor capacidad de generación. Este incremento representó el 73% del aumento total en generación.

De esta manera, la producción de energía eléctrica del año, fue de origen térmico en 49.4% (siendo la principal fuente el gas natural, que generó el 46.4% de la producción del periodo de análisis); de origen hidráulico en 47.6%, y de origen RER en 3.0%.

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 5.9% en el último quinquenio, producto de la mayor actividad minera y manufacturera. En el 2016, la máxima demanda ascendió a 6,492.4 MW, superior en 3.5% 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.

Desde el 2014 hasta el 2016, se incentivaron inversiones en el sector eléctrico, especialmente en el subsector generación. Sin embargo, debido a la sobreoferta de energía y al menor crecimiento esperado de la demanda, no se han anunciado nuevos proyectos de inversión.

Entre los anuncios de inversión privada de centrales de Generación eléctrica para el periodo 2016-2018, se proyectan alrededor de diez proyectos de inversión, cuyo monto de inversión asciende a US\$1,050 millones.

Sin embargo, cuatro de estos proyectos, con fecha de operación comercial dentro del 2017, no cuentan con avance de proyecto a febrero 2017. De los 21 proyectos de inversión planificados para el periodo 2016-2023, sólo cinco cuentan con un avance mayor a 5%.

Uno de los principales retos que enfrenta el desarrollo de nuevas centrales son los altos costos de inversión que

Principales Proyectos de Generación

Central	Provincia	Empresa	Potencia MW	Fecha de puesta en operación comercial
1 C.H. Pucará	Cuzco	Egecuzco	156	4T2017
2 C.T. Santo Domingo de los Olleros	Lima	Termochilca	100	3T2018
3 C.H. Olmos 1	Lambayeque - Piura	SINERSA	51	4T2020
4 C.H. Molloco	Arequipa	GEMSAC	278	4T2020
5 C.H. Curibamba	Junín	Enel	195	2T2021
6 C.H. Belo Horizonte	Huánuco	Odebrecht	180	4T2021
7 C.H. Veracruz	Amazonas	Cía. Energética Veracruz	635	1T2022
8 C.H. San Gabán	Puno	Hydro Global Perú	205	3T2023
9 C.H. Chadín II	Amazonas	AC Energía	600	4T2023

Fuente: Osinergmin

requieren las centrales hidroeléctricas, los cuales no siempre son acompañados por las 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, durante el año 2016, 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.

Los niveles altos de congestión se dieron entre mayo y noviembre del 2016, y llegaron a su punto máximo en el mes de agosto. A diciembre 2016, los niveles de congestión se encuentran cercanos a los niveles de febrero 2016.

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, y con el ingreso de importantes generadoras en otros puntos de demanda, especialmente en el sur del país.

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 el 2015, dentro de los cambios regulatorios más relevantes, 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 la demanda para sus usuarios regulados 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.

Por su parte, 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.

Durante el 2016, se promulgó la Resolución Ministerial N°164-2016-MEM/DM mediante la cual se determinó el margen de reserva del SEIN en 38.9% para el periodo comprendido entre mayo 2016 hasta abril 2017 (37% mayo 2015 – abril 2016).

Finalmente, en julio del 2016, mediante D.S N° 026-2016-EM se aprobó el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad (MME) conformado por: i) el mercado de corto plazo (MCP); además de, ii) los mecanismos de asignación de servicios complementarios, entre otros.

En dicho reglamento, en referencia al MCP, el COES autoriza a los Generadores como los participantes autorizados a vender en base a las inyecciones de energía de las centrales de su titularidad en operación comercial. Por su parte, los participantes que están autorizados a comprar en dicho mercado son: i) los generadores que necesiten atender sus contratos de suministro y cuenten con una titularidad (Unidad de Generación) en operación comercial; ii) los distribuidores para atender la demanda de usuarios libres hasta por un 10% de la demanda registrada por el total de dichos usuarios en los últimos 12 meses; y, iii) los Grandes Usuarios (agrupación de Usuarios Libres) para atender su demanda hasta por un 10% de su máxima demanda registrada en los últimos 12 meses.

La energía entregada y retirada por los integrantes del MCP será valorizada multiplicándola por el costo marginal de la central menos eficiente, el mismo que se determina en las barras transferencia para cada intervalo de mercado. Cabe mencionar que este costo marginal también puede entenderse como el costo de producir una unidad adicional de electricidad en cada barra del sistema.

En el caso que una central térmica resultara marginal, la normativa vigente dispone que el de las centrales térmicas, el costo marginal no puede ser inferior al costo variable de dicha central.

Cabe mencionar que todos los participantes del MCP se encuentran obligados a ciertos requerimientos para poder ejercer actividad en dicho mercado. Entre los más relevantes figura que los participantes deberán contar con garantías que

aseguren el pago de sus obligaciones y/o que los Grandes Usuarios cuenten con equipos que permitan la desconexión individualizada y automatizada de sus instalaciones.

## Desempeño Financiero

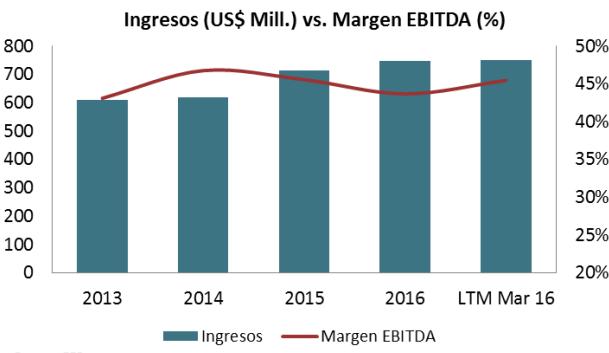
En los últimos doce meses finalizados a marzo 2017, los ingresos de EEP ascendieron a US\$750.0 millones, ligeramente por encima de lo recaudado en el 2016. Los ingresos crecieron 4.8% entre el 2015 y 2016, por debajo de la velocidad de crecimiento de los últimos cuatro años (CAGR 2012-2013 de 10.8%), los cuales incorporan el efecto de la entrada en operación comercial de las C.T. ChilcaUno, C.T. Ilo31 y los ingresos anuales completos de la C.H. Quiraracsa.

Los mayores ingresos en 2016 se deben a la mayor remuneración por potencia debido a los nuevos contratos firmados con clientes libres y regulados y a la remuneración de la C.T. Ilo 41 (Nodo Energético), el incremento de remuneración por peajes y una mayor compensación en el COES por la operación de las Centrales Térmicas de Ilo.

Por su parte, el costo de ventas en los últimos doce meses a marzo 2017 disminuyó 1.8% respecto al 2016. El mayor costo en 2016 se debe al 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 mayores gastos por la provisión de deterioro de activos relacionados a la central térmica de Ilo.

De esta manera, como resultado de los nuevos contratos firmados, así como la disminución de los costos de ventas, se observó un incremento del margen bruto, de 37.7% a diciembre 2016, a 39.0% en el año móvil a marzo 2017.

Por otro lado, durante el periodo de estudio, los gastos administrativos se situaron en US\$21.4 millones, por debajo del promedio de los últimos cinco años (US\$ 22.7 millones). La disminución se debe a menores gastos relacionados a cargas de personal. De esta manera, el EBITDA ascendió a US\$341.0 millones, 4.4% por encima de lo registrado en el 2016. Además, el margen EBITDA pasó de 43.7% a 45.5% en el periodo de análisis, debido al incremento de los ingresos antes mencionado.



Fuente: EEP

Los gastos financieros crecieron en 6.4% entre el año móvil a marzo 2017 y el 2016. Además, crecieron en 42.0% entre el 2016 y 2015, debido a los mayores gastos de intereses relacionados a arrendamientos financieros y a los bonos corporativos de la Primera Emisión del Tercer Programa de Bonos Corporativos, emitidos en junio del 2016 explicado por la entrada en operación de la C.T. Ilo 41 (Nodo Energético) y la C.T. ChilcaDOS. A pesar de este crecimiento, la mayor generación de EBITDA permitió mantener un menor pero adecuado ratio de cobertura de gastos financieros.

De esta manera, el indicador EBITDA/Gastos financieros que se situó en 7.40x en el año móvil a marzo 2017, por debajo del 7.54x en 2016 (el indicador se situaba en 10.65x en el 2015). Asimismo, tomando en cuenta los gastos por alquileres, el ratio de cobertura (EBITDAR/Gastos financieros y Alquileres) fue de 6.89x en el periodo analizado, frente a 6.99x en 2016.

Los resultados netos se situaron en US\$133.5 millones, por debajo de los resultados en 2015 (US\$181.5 millones). Sin embargo, la caída se debe a eventos no recurrentes, los cuales afectaron positivamente los resultados en 2015 y negativamente los del 2016. Los principales eventos no recurrentes que afectaron negativamente los resultados fueron los cambios en la tasa del impuesto a la renta (pérdida no recurrente de US\$22.5 millones en 2016) y la desvalorización de activos (pérdida de US\$20.9 millones en 2016). Según los cálculos de EEP, el resultado neto del 2016 ajustado por los eventos no recurrentes fue US\$175.0 millones, por encima del resultado ajustado del 2015 de US\$173.0 millones.

En términos de flujo de caja, en el periodo de estudio, EEP generó un Flujo de Caja Operativo (FCO) de US\$203.0 millones (US\$175.0 millones en el 2016). Ese incremento se debe al incremento de cobranza a clientes, y al menor pago a proveedores.

Por otro lado, la inversión en activo fijo, inversión en intangibles y reparto de dividendos, requirieron montos por US\$45.8, 0.6 y 55.1 millones, respectivamente, cuya diferencia fue cubierta con deuda y con la caja acumulada de ejercicios anteriores. El reparto de dividendos de los resultados en el 2015 fue extraordinario, debido al efecto positivo de eventos no recurrentes, específicamente la disminución de la tasa de impuestos a la ganancia. Así, a marzo 2017, EEP tenía un saldo de caja de US\$58.7 millones (US\$28.3 millones a diciembre 2016).

## ■ 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 51.2% a diciembre 2016, el cual se mantuvo a marzo 2017.

Asimismo, sus niveles de endeudamiento (Deuda Financiera / EBITDA) al año móvil a marzo 2017 alcanzaron 2.82x (3.09x en diciembre 2016). Asimismo, se toma en consideración que, a finales del 2016, entraron en operación dos proyectos importantes de generación, que le permitirán aumentar significativamente su capacidad de generación eléctrica.

Del mismo modo, al considerar el nivel de Deuda Financiera neta de Caja, el nivel de apalancamiento disminuyó de 3.00 a 2.65x en el periodo de comparación. 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 3.01x (3.45 a diciembre 2016).

A marzo 2017, la deuda financiera total de EEP ascendió a US\$962.6 millones, por debajo de los US\$1,009.4 millones de diciembre 2016. La disminución de la deuda se explica por los vencimientos de cuotas de leasing por la entrada en operación de nuevos proyectos.

Adicionalmente, la empresa cuenta con contratos de arrendamiento financiero suscritos para el financiamiento de los proyectos de Nodo Energético y ChilcaDOS en los últimos periodos. Además, se mantienen 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 2016, 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 diciembre 2016.

**Estructura de la Deuda a Marzo 2017**

Tipo	Marzo-16 US\$ mill.	Dic-16 US\$ mill.	Vencimiento	Tasa	Destino
Préstamos Bancarios de Corto Plazo	70.0	80.2	2017	0.83% / 4.19%	Capital de Trabajo.
Préstamos Bancarios de Largo Plazo	127.5	135.4	2017-2020	Libor 3m + 1.9%/ 6.15%	Prepago de deuda de corto plazo para financiar Quitaracsa y Nodo Energético
Leasings - BCP	284.5	306.0	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	292.5	304.4	2019-2022	4.20% - 5.70%	Construcción Reserva Fría, Nodo Energético y Chilca Plus
Bonos Corporativos	188.2	183.3	2017-2028	6.3125% - 7.5938%	Prepago de deuda de corto plazo con bancos locales y proveedores
<b>TOTAL 1/</b>	<b>962.6</b>	<b>1009.4</b>			

Fuente: EEP

1/ No incluye instrumentos financieros derivados (Swaps)

De esta manera, la deuda financiera corriente representó el 28.5% del total de las obligaciones financieras a marzo 2017 (28.2 a diciembre 2016).

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 1.07x, que se eleva a 1.25x en caso se sume la caja acumulada de la Compañía (0.99x y 1.08x a diciembre 2016, respectivamente).

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 marzo 2017, el endeudamiento en tasa variable representaba sólo el 10.4% 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\$49.8 millones a marzo 2017, 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, a pesar que disminuyeron respecto al periodo anterior. De esta manera, el patrimonio ascendió a US\$990.7 millones, 4.2% superior a diciembre 2016.

A pesar de la menor generación de caja, debido a la fortaleza patrimonial y su estructura de financiamiento; la empresa puede cumplir 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-17	Dic-16	Dic-15	Dic-14	Dic-13
Compromiso DF / EBITDA	< 3.5	< 4.0	< 4.0	< 3.5	< 3.5
Ratio DF / EBITDA	3.0	3.3	3.0	2.8	2.7

Fuente: EEP

Según lo establecido en la Asamblea General de Titulares de Bonos celebrada en enero del 2015; hasta marzo 2017, el *covenant* de Deuda Financiera / EBITDA no podía ser mayor a 4.0x. A partir de esta fecha, se estableció un *covenant* de 3.5x.

## ■ 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. 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
1ra. Emisión	S/.	6.81%	Nov-17	S/. 120.7 mill.
2da. Emisión	S/.	7.19%	Jun-18	S/. 84.1 mill.
3ra. 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 marzo 2017, 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 marzo 2017 cerró en S/ 8.20, respectivamente (S/ 8.94 al cierre de marzo 2016).

#### Indicadores Bursátiles - Acciones Comunes - EEP

	Monto Negociado*	Precio**	Frecuencia	Capitalización Bursatil*
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
jul-16	12,413	8.50	94.74%	5,111,645
ago-16	93,644	9.50	95.45%	5,713,015
sep-16	16,405	10.00	95.45%	6,013,700
oct-16	31,599	9.52	100.00%	5,726,043
nov-16	35,485	8.50	94.74%	5,111,645
dic-16	4,643	9.00	100.00%	5,412,330
ene-17	2,296	8.97	95.45%	5,394,289
feb-17	1,955	8.90	100.00%	5,352,193
mar-17	1,263	8.20	100.00%	4,931,234

\* 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 2016, se repartió un total de US\$55.1 millones de dividendos por concepto de saldos del ejercicio 2015 y adelantos del ejercicio 2016.

#### Dividendos Entregados

	2016	2015	2014	2013
Nº Acciones	601,370,011	601,370,011	601,370,011	224,297,295
Utilidad Neta (US\$ miles)	131.5	181.5	137.6	127.4
Dividendos (US\$ miles)	55.1	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 Período	3.36	3.36	3.41	2.99	2.80	2.55	2.70
	LTM Mar 17	dic-16	dic-15	dic-14	dic-13	dic-12	dic-11
<b>Rentabilidad</b>							
EBITDA	341,036	326,684	325,180	289,445	262,922	190,016	166,312
Mg. EBITDA	45.5%	43.7%	45.6%	46.8%	43.1%	38.3%	39.9%
EBITDAR	344,985	330,633	329,129	293,394	266,871	193,965	170,261
Margen EBITDAR	46.0%	44.2%	46.1%	47.4%	43.8%	39.1%	40.9%
FCF / Ingresos	20.0%	15.5%	11.6%	4.4%	-11.1%	-5.8%	-1.2%
ROE	14.1%	14.4%	22.6%	20.0%	21.4%	23.0%	29.4%
<b>Cobertura</b>							
EBITDA / Gastos financieros	7.40	7.54	10.65	7.85	6.86	12.41	10.61
EBITDAR / (Gastos financieros + Alquileres)	6.89	6.99	9.54	7.19	6.31	10.07	8.68
EBITDA / Servicio de deuda	1.07	0.99	1.18	1.26	1.10	2.13	2.80
EBITDAR / (Servicio de deuda + Alquileres)	1.06	0.99	1.18	1.26	1.10	2.08	2.69
FCF / Servicio de deuda	0.61	0.48	0.41	0.28	-0.12	-0.15	0.18
(FCF + Caja + Valores líquidos) / Servicio de deuda	0.80	0.57	0.60	0.40	-0.02	0.93	0.54
CFO / Inversión en Activo Fijo	-90.34	44.77	2.20	1.44	0.76	0.99	1.23
(EBITDA + caja) / Servicio de Deuda	1.25	1.08	1.37	1.39	1.21	3.22	3.17
<b>Estructura de capital y endeudamiento</b>							
Capitalización	51.2%	54.6%	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.	n.d.
Deuda financiera total / EBITDA	2.82	3.09	2.93	2.79	2.76	3.50	2.41
Deuda financiera neta / EBITDA	2.65	3.00	2.77	2.69	2.67	2.99	2.28
Deuda ajustada total / EBITDAR	3.01	3.45	3.23	3.12	3.02	3.78	2.76
Deuda ajustada neta / EBITDAR	2.84	3.37	3.07	3.02	2.93	3.28	2.63
Costo de financiamiento estimado	4.7%	4.4%	3.5%	4.8%	5.5%	2.9%	4.3%
Deuda financiera CP / Deuda financiera total	28.5%	28.3%	25.6%	23.8%	27.5%	11.1%	10.9%
<b>Balance</b>							
Activos totales	2,269,053	2,243,736	2,053,484	1,723,380	1,518,144	1,345,130	843,581
Caja e inversiones corrientes	58,697	28,259	52,181	28,530	25,485	96,926	21,646
Deuda financiera Corto Plazo	273,950	285,463	244,270	192,200	199,900	73,875	43,705
Deuda financiera Largo Plazo	688,692	723,983	709,632	615,536	526,484	450,218	306,114
Deuda financiera subordinada	0	0	0	0	0	140,702	50,506
Deuda financiera total	962,642	1,009,446	953,902	807,736	726,384	664,795	400,325
Deuda financiera total con Equity Credit	962,642	1,009,446	953,902	807,736	726,384	664,795	400,325
Deuda fuera de Balance	77,436	132,143	109,073	106,520	80,792	69,005	68,935
Deuda ajustada total	1,040,078	1,141,589	1,062,975	914,256	807,176	733,800	469,260
Patrimonio Total	990,713	950,973	870,820	736,358	638,753	550,135	323,036
Capitalización ajustada	2,030,791	2,092,562	1,933,795	1,650,614	1,445,929	1,283,935	792,296
<b>Flujo de caja</b>							
Flujo de caja operativo (CFO)	202,990	174,956	242,994	223,277	112,436	119,035	104,416
Inversiones en Activos Fijos	2,247	-3,908	-110,662	-154,575	-147,418	-120,011	-85,058
Dividendos comunes	-55,114	-55,114	-49,655	-41,700	-32,794	-27,879	-24,405
Flujo de caja libre (FCF)	150,123	115,934	82,677	27,002	-67,776	-28,855	-5,047
Ventas de Activo Fijo, Netas	0	9	81	259	70	34	14
Otras inversiones, neto	-624	-2,373	-123	-18,954	-18,393	-2,194	-10,312
Variación neta de deuda	-113,822	-89,492	-58,984	-5,262	14,658	-43,705	-12,631
Variación neta de capital	0	0	0	0	0	150,000	0
Variación de caja	35,677	24,078	23,651	3,045	-71,441	75,280	-27,976
<b>Resultados</b>							
Ingresos	750,006	747,652	713,722	618,881	609,917	496,128	416,709
Variación de Ventas	1.1%	4.8%	15.3%	1.5%	22.9%	19.1%	4.5%
Utilidad operativa (EBIT)	271,339	260,914	273,353	240,433	218,773	154,592	132,080
Gastos financieros	46,092	43,337	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	3,949
Dividendos preferentes							
Resultado neto	133,493	131,504	181,456	137,568	127,423	100,631	85,637
<b>Información y ratios sectoriales</b>							
Producción de Energía (GWh. - COES)	8,284	8,182	7,172	7,098	7,719	5,782	4,675
Participación en el COES	17.1%	17.3%	16.1%	17.0%	19.5%	15.5%	13.3%
<b>Vencimientos de Deuda de Largo Plazo</b>							
US\$ millones							
					2017	2018	2019
					205,260	180,903	199,632
							343,448

EBITDA: Ut. Operativa (no incluye otros ingresos y egresos; si 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.

## **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
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	6.83%
PR – FONDO 2	6.26%
PF – FONDO 2	5.27%
Otros accionistas (<5%)	19.86%

## 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 SMV N°032-2015-SMV/01 y sus modificatorias, acordó la siguiente clasificación de riesgo para la empresa **EEP S.A.**:

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

## Definiciones

**CATEGORÍA AAA (pe):** Corresponde a la más alta capacidad de pago de sus obligaciones financieras en los plazos y condiciones pactados. Esta capacidad no es significativamente vulnerable ante cambios adversos en circunstancias o el entorno económico.

**CATEGORÍA 1a (pe):** Acciones que presentan una muy buena combinación de solvencia y estabilidad en la rentabilidad del emisor.

- ( + ) 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.

(\*) La clasificación de riesgo del valor constituye únicamente una opinión profesional sobre la calidad crediticia del valor y/o su emisor respecto al pago de la obligación representada por dicho valor. La clasificación otorgada o emitida no constituye una recomendación para comprar, vender o mantener el valor y puede estar sujeta a actualización en cualquier momento. Asimismo, la presente Clasificación de riesgo es independiente y no ha sido influenciada por otras actividades de la Clasificadora. El presente informe se encuentra publicado en la página web de la empresa (<http://www.aai.com.pe>), donde se puede consultar adicionalmente documentos como el código de conducta, la metodología de clasificación respectiva y las clasificaciones vigentes.

Las clasificaciones de riesgo crediticio de Apoyo & Asociados Internacionales Clasificadora de Riesgo (A&A) no 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 A&A considera confiables. A&A 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 A&A 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.

La calidad de la información utilizada en el presente análisis es considerada por A&A suficiente para la evaluación y emisión de una opinión de la clasificación de riesgo.

La opinión contenida en el presente informe ha sido obtenida como resultado de la aplicación rigurosa de la metodología vigente correspondiente indicada al inicio del mismo. Los informes de clasificación se actualizan periódicamente de acuerdo a lo establecido en la regulación vigente, y además cuando A&A lo considere oportuno.

Asimismo, A&A informa que los ingresos provenientes de la entidad clasificada por actividades complementarias representaron el 0.4% de sus ingresos totales del último año.

**Limitaciones -** En su análisis crediticio, A&A se basa en opiniones legales y/o impositivas provistas por los asesores de la transacción. Como siempre ha dejado en claro, A&A 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