

ENGIE Energía Perú S.A.

Informe Trimestral

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 setiembre 2017.

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

Perspectiva

Estable

Indicadores Financieros

ENGIE Energía Perú US\$ MM	LTM Set 17	Dic-16	Dic-15
Ingresos	727.9	747.7	713.7
EBITDAR	321.6	330.6	329.1
Flujo de Caja Operativo	241.6	175.0	243.0
Deuda Total	914.9	1,009.4	953.9
Caja	123.2	28.3	52.2
Deuda Ajustada Neta / EBITDAR	2.7	3.4	3.1
EBITDAR/ (Gastos Fin.+ alquileres)	5.7	7.0	9.5

Fuente: Engie

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

Analistas

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

Sandra Guedes
(511) 444 5588
sandra.guedes@aai.com.pe

Fundamentos

ENGIE Energía Perú S.A. (EEP o la Empresa), antes EnerSur S.A., es la primera empresa generadora de energía eléctrica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), con una participación de 16.3% en el total de energía generada en el sistema en los 12 meses terminados a setiembre 2017 y una generación de 7,981.8 GWh en el mismo periodo.

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 47.9% a diciembre 2016 y setiembre 2017, respectivamente).

El flujo de caja en los últimos 12 meses terminados a setiembre 2017, creció en 38.1%, respecto al 2016, por los menores pagos de proveedores por la menor compra de combustible (debido al stock ya adquirido para la C.T.Ilo41 y al menor requerimiento de C.T. Ilo31 por no generar en el periodo), a los mayores ingresos por la entrada de la C.T. Ilo41, al cobro de la penalidad el contrato de suministro de Las Bambas y al mayor efectivo producto de la segunda y tercera emisión del Tercer Programa de bonos corporativos.

A setiembre 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 estima que el proyecto entre en operación comercial durante el primer trimestre del 2018.

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 26 de junio del 2017, dentro del marco de Tercer Programa de Bonos Corporativos, se realizó la segunda y tercera emisión de bonos por un importe de S/ 79 millones en un plazo de 7 años y S/ 251.1 millones en un plazo de 10 años, respectivamente.

■ 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 del 2007 y ENGIE Energía Perú S.A. desde marzo del 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 2,561.3 MW a setiembre 2017. Actualmente, el único proyecto en construcción es el Proyecto Solar Fotovoltaico Intipampa (planta solar de 40 MW), el cual requiere una inversión de US\$55 millones. Se estima que a inicios del 2018, el 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. Quitaracsa 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 2018 y la salida de la C.T. Ilo31, la potencia instalada llegará a 2,496 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, EPP 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 (€35.120 millones al 30 de setiembre 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.

Al tercer trimestre del 2017, los ingresos consolidados del Grupo ascendieron a €47.5 billones, mientras que su EBITDA, a €7.7 billones (€46.2 y 6.8 billones en los primeros nueve meses del 2016, 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 setiembre 2017, EEP representaba el 19.6% 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 2,561.3 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 281.8 km.

Capacidad de Generación

Plantas	Ubicación	Unidad	Combustible	Potencia Nominal (MW)	Puesta en Operación	Factor de Carga Set.2017
C.T. Ilo1*		TV4	Vapor / R500	66.00	1997	11.5%
		TG1	Diesel 2	39.29	1997	
C.T. Ilo21	Moquegua	TV21	Carbón / Diesel 2	135.00	2000	70.2%
C.H. Yuncán	Cerro de Pasco	G1, G2, G3	Agua	134.16	2005	67.2%
C.T. ChilcaUno	Lima	CCTG	Gas Natural	851.80	2006	60.9%
C.T. ChilcaDos	Lima	CATG	Gas Natural / Vapor	111.00	2016	3.0%
C.H. Quitaracsa	Ancash	G1, G2	Agua	114.00	2015	76.7%
C.T. Ilo31	Moquegua	TG1, TG2, TG3	Diesel 2 - B5	500.00	2013	0.2%
C.T. Nodo Energético	Moquegua	TG41, TG42, TG43	Diesel B5 Gas Natural	610.00	2016	17.6%
TOTAL				2,561.3		

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 del 2004, por un plazo de 30 años contados a partir de la fecha de entrega de la C.H. Yuncán, 7 de setiembre del 2005.

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

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

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

Las centrales térmicas utilizan distintos combustibles: petróleo residual 500 (R500), diésel, carbón y gas natural de Camisea. En el caso de la C.T. ChilcaUno, EEP cuenta con un contrato de suministro de gas natural por 3.95 millones de m³/día hasta noviembre 2021.

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 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 los primeros nueve meses del 2017, EEP generó 5,877.0 GWh, 3.3% por debajo de la energía generada a setiembre 2016. Esta caída se debió a una situación extraordinaria del sistema en el 2016, que requirió que la C. T. Nodo Energético inyecte energía a pesar de ser reserva fría. 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 setiembre 2017, EEP generó 7,981.8 GWh, 2.5% por debajo 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. A setiembre 2017, su participación se situó en 16.1%, por debajo del 16.9% de los primeros nueve meses del 2016.

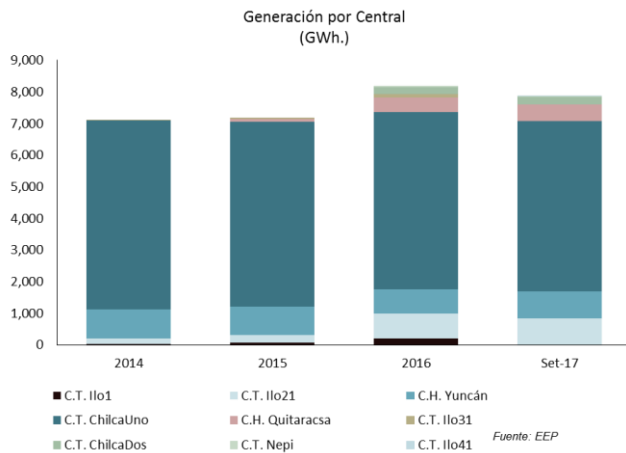
Cabe resaltar que la generación de energía a nivel nacional, en los 12 últimos meses terminados en setiembre 2017, ascendió a 48,972.3 GWh, manteniéndose respecto a lo generado durante el 2016. Asimismo, la máxima demanda del periodo ascendió a 6,595.6 MW, 1.6% por encima de la máxima demanda del año previo.

Del total de la energía producida por ENGIE Energía Perú, durante el año móvil a setiembre 2017, el 17.2% 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 67.4% 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 al año móvil terminado a setiembre 2017, la generación asociada a dicha central se vio incrementada en 42.9%.

Del mismo modo, C.H. Quitaracsca ha incrementado su participación en la producción de la Empresa durante los últimos meses, con lo cual pasó de 5.7% en el año móvil finalizado a setiembre 2016, a 6.6% en el año móvil finalizado a setiembre 2017.

En el caso de la central térmica Ilo1, ésta disminuyó su producción en 55.0%, mientras que la central Ilo21 incrementó su producción en 7.4%, entre los años móviles de setiembre 2016 y setiembre 2017.



A setiembre 2017, el nivel de contratación de EEP alcanzó los 1,385.7 MW en hora punta (1,527.1 MW a diciembre 2016), de los cuales el 46.5% corresponde a clientes regulados y el 53.5% restante a clientes libres. (39.9 y 60.1% a diciembre 2016).

El menor nivel de contratación se debe al vencimiento del contrato con Southern Perú Copper Corporation y a la terminación del contrato con Las Bambas, Los cuales fueron compensados en parte con el incremento de contratos con clientes regulados (609.0 MW a diciembre 2016 vs 644.3 MW a setiembre 2017) y al incremento de otros clientes libres.

Los ingresos por potencia y energía a clientes libres disminuyeron en 13.3% a los primeros nueve meses del 2016, debido al menor precio de energía y potencia pactado. Respecto a los clientes regulados, las ventas por potencia y energía disminuyeron en 14.5%, debido a la menor energía transada producto de la migración de clientes regulados a libres.

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 setiembre 2017, se mantenían contratos con clientes libres con una duración promedio de 7 años, dentro de los cuales destacan los suscritos con Antamina, y Votorantim Metais por 170 y 125 MW, respectivamente.

Si bien EEP se constituyó para ser el proveedor exclusivo de energía de la empresa minera SPCC, el contrato venció en abril 2017, y el nuevo contrato fue adjudicado 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.

Inversiones

Luego de la puesta en operación comercial de la C.H. Quitaracsca, 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 firmaron 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 inicios del 2018.

■ 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 centrales renovables no convencionales (RER), luego 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.

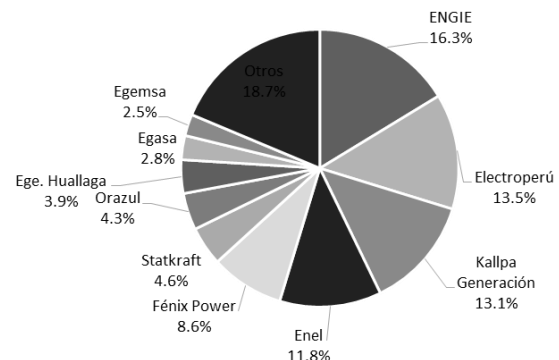
Las generadoras compiten en el mercado para abastecer de energía a los clientes regulados (distribuidoras) y a los clientes libres (consumidores que demandan más de 2.5 MW) a través de contratos de abastecimiento de energía, denominados *Power Purchase Agreements* (PPA), de mediano o largo plazo entre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

Al cierre de setiembre 2017, la potencia firme del mercado peruano ascendió a 10,330.6 MW, por debajo de la registrada a fines del 2016 (10,479.9 MW). La caída se debe a que, en los primeros tres trimestres del año, entraron en operación cuatro generadoras (las cuales suman 93.2 MW de potencia instalada) y salieron de operación siete generadoras (265.8 MW de potencia, 149.0 MW de potencia térmica y 116.8 MW de potencia hidroeléctrica).

En línea con lo descrito, durante los tres primeros semestres del año, aumentó la participación de la generación térmica en la potencia efectiva de 50.9 a 51.8%. Por su parte, la generación hidráulica disminuyó su participación de 47.6 a 44.7% en el mismo periodo.

Cabe destacar la participación de los RER, que se encuentran iniciando su desarrollo en la industria (3.5% 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.

Producción de Energía por Empresa Sep-17



Fuente: COES

Por su parte, la energía generada durante los 12 meses terminados a setiembre 2017 alcanzó los 48,972.3 GWh, manteniéndose respecto al 2016. Así, la tasa de crecimiento se encontró por debajo de los niveles previos, considerando que se tuvo un CAGR de 6.9% entre los años 2012 y 2016.

Respecto a setiembre 2016, la potencia instalada hidroeléctrica creció en 8.6%, mientras que la termoeléctrica creció en 9.2%. Debido al estancamiento de la demanda interna, la generación hídrica desplazó a la producción térmica, creciendo en 15.6% mientras que la generación térmica se redujo en 12.3% en el mismo periodo.

De esta manera, la producción de energía eléctrica del año, fue de origen térmico en 42.8% (siendo la principal fuente el gas natural, que generó el 40.8% de la producción del periodo de análisis); de origen hidráulico en 55.3%, y de origen RER no convencional en 2.9%.

Si bien las fuentes renovables de energía aún representan un porcentaje reducido de la generación del sistema, éstas mantuvieron su participación respecto del cierre del 2016 (3.0%) 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 los tres primeros trimestres del 2017, la máxima demanda ascendió a 6,595.6 MW, superior en 1.9% a la máxima demanda registrada durante el 2016.

A pesar que la Dirección General de Electricidad (DGE) había proyectado que la demanda de potencia alcanzaría 7,993

MW al cierre del 2017; hasta setiembre 2017, la demanda máxima del año llegó a 6,595 MW, por lo que sería muy difícil alcanzar los niveles proyectados. El menor crecimiento de la demanda se debe principalmente a que no se concretaron importantes proyectos mineros en las fechas previstas.

Según A&A, con los proyectos de generación que se encuentran en construcción, el abastecimiento de la demanda está asegurado hasta el 2021.

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, debido al menor crecimiento de la demanda interna, se han reducido los incentivos para elaborar nuevos proyectos de generación.

En este contexto, cuatro de los proyectos anunciados para el periodo 2016-2018, con fecha de operación comercial dentro del 2017, no cuentan con avance de proyecto a setiembre 2017. De los 11 proyectos de inversión planificados para el periodo 2017-2023, sólo tres cuentan con un avance mayor a 5%.

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

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 se eliminarán con el ingreso de nuevas líneas de transmisión durante el 2017, que incrementarán la capacidad de transmisión entre el centro y 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

Durante el 2017, se promulgó la Resolución Ministerial N°197-2017-MEM/DM mediante la cual se determinó el margen de reserva del SEIN en 38.9% para el periodo comprendido entre mayo 2017 hasta abril 2018, manteniéndose respecto al establecido para mayo 2016 – abril 2017.

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); y ii) los mecanismos de asignación de servicios complementarios, entre otros.

En dicho reglamento, se establece que el COES autoriza a los Generadores como los participantes autorizados a vender sobre la base de 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 para atender sus contratos de suministro ii) los distribuidores para atender la demanda de usuarios libres hasta por un 10% de la máxima demanda registrada en los últimos 12 meses; y, iii) los Grandes Usuarios (Usuarios Libres con una potencia contratada igual o superior a 10 MW, o agrupaciones de Usuarios Libres cuya potencia contratada total sume por lo menos 10 MW) 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 a costo marginal de corto plazo, el mismo que se determina en las barras de 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.

Cabe mencionar que todos los participantes del MCP estarán obligados a ciertos requerimientos para poder ejercer actividad en dicho mercado. Entre los más relevantes figuran 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. Mediante Decreto Supremo 033-2017-EM, el MME se encuentra suspendido hasta el 01 de enero de 2018.

En marzo del 2017, se publicó la Ley N° 30543, que elimina el cobro de afianzamiento de seguridad energética, dejando sin efecto el cobro del Cargo por Afianzamiento de la Seguridad Energética (CASE), el Cargo por Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos (Tarifario SISE) y la Tarifa Regulada de Seguridad (TRS) y se encarga a OSINERGMIN establecer los mecanismos para la devolución de los pagos efectuados a través de los recibos de luz.

Adicionalmente debido a la emergencia climática que afectó la zona centro del país en el primer trimestre del 2017, se publicó el 18 de marzo del 2017 el Decreto Supremo N° 007-2017-EM, que estableció medidas inmediatas a fin de garantizar el suministro de energía eléctrica a los usuarios del Servicio Público a nivel nacional, entre las cuales

resaltaron la inaplicación de Normas Técnicas de Calidad de los Servicios Eléctricos y la declaración de un periodo de 30 días de Situación Excepcional en el SEIN.

Hasta el 1 de octubre del 2017, se encontraba vigente el Decreto de urgencia N°049-2008, el cual estableció reglas excepcionales para determinar los Costos Marginales Idealizados y el cargo adicional al peaje de conexión.

A partir de dicha fecha, los costos marginales son calculados por el COES considerando las restricciones reales en la transmisión eléctrica y el transporte de gas, definidos como la suma del Costo Marginal de Energía y el Costo Marginal de Congestión.

Mediante Decreto Supremo N° 019-2017-EM se modificó la frecuencia con la cual los generadores que utilicen el gas natural como combustible declaren su precio único de gas, de una vez al año en el mes de junio a dos veces al año; uno en mayo para el periodo de estiaje y otro en noviembre para el periodo de avenida.

Desempeño Financiero

En los últimos 12 meses finalizados a setiembre 2017, los ingresos de EEP ascendieron a US\$727.9 millones, 2.6% menores a 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. Quitaraca.

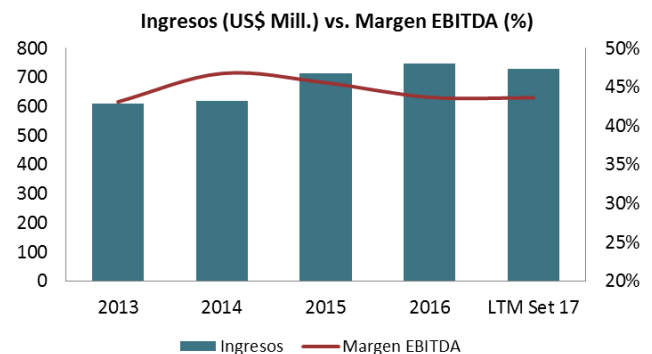
Los menores ingresos en el periodo de estudio se deben a una reducción de ingresos por venta de energía a clientes regulados, debido a la menor cantidad de energía vendida a las distribuidoras por la migración de clientes regulados a libres. Esta reducción se ve compensada ligeramente por los mayores ingresos de potencia vendida a clientes libres, debido a la mayor cantidad de potencia y al mayor precio promedio pactado. Entre el incremento de potencia a clientes libres, resalta los nuevos contratos con Gloria y Minera Antapaccay, además de los ingresos por potencia provenientes de la entrada de la C.T Ilo41.

Por su parte, el costo de ventas en los últimos 12 meses a setiembre 2017, se redujo ligeramente respecto al 2016. Dentro de los costos de ventas, disminuyeron los costos relacionados al consumo de combustible en 7.2%, mientras que los costos de personal y de depreciación crecieron en 20.6 y 19.3%, respectivamente. Estos mayores costos se explican por la entrada en operación de centrales en el segundo semestre del 2016.

De esta manera, como resultado de la disminución de los ingresos, se observó una ligera caída del margen bruto, de 37.7% a diciembre 2016, a 36.3% en el año móvil a setiembre 2017.

Por otro lado, durante el periodo de estudio, los gastos administrativos se situaron en US\$24.4 millones, 16.3% por encima de los gastos en diciembre 2016 (US\$21.0 millones) y por encima del promedio de los últimos cinco años (US\$22.7 millones).

Los mayores gastos se deben al incremento de los gastos relacionados a cargas de personal, relacionados al mayor requerimiento de personal por el ingreso de nuevos proyectos. De esta manera, el EBITDA ascendió a US\$317.6 millones, 2.8% por debajo de lo registrado en el 2016. Además, el margen EBITDA pasó de 43.7 a 43.6% en el periodo de análisis, debido al menor margen operativo.



Los gastos financieros crecieron en 20.2% entre el año móvil a setiembre 2017 y el 2016, debido a los mayores intereses relacionados a los arrendamientos financieros (relacionados a la entrada de las plantas C.T. ChilcaDos y C.t. Ilo41) y bonos.

De esta manera, el indicador EBITDA/Gastos financieros que se situó en 6.10x en el año móvil a setiembre 2017, por debajo del 7.54x en 2016 (el indicador se situaba en 10.65x en el 2015).

La caída de cobertura se explica por los mayores gastos financieros asociados a los mayores intereses por arrendamiento financiero. Asimismo, tomando en cuenta los gastos por alquileres, el ratio de cobertura (EBITDAR/Gastos financieros y Alquileres) fue de 5.74x en el periodo analizado, frente a 6.99x en 2016.

El resultado neto se situó en US\$122.8 millones, por debajo de los resultados en 2016 (US\$131.5 millones). Los menores resultados en el 2016 y en el año móvil a setiembre 2017 respecto a años anteriores se debe a eventos no recurrentes, los cuales afectaron negativamente los resultados del 2016 y

del periodo de análisis. 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 a setiembre 2017) y la desvalorización de activos (pérdida de US\$20.9 millones a setiembre 2017) y la penalidad a la minera Las Bambas (ganancia neta no recurrente de US\$19.5 millones a setiembre 2017). Según los cálculos de EEP, el resultado neto de los 12 meses terminados a setiembre 2017, ajustado por los eventos no recurrentes fue US\$146.7 millones.

En términos de flujo de caja, en el periodo de estudio, EEP generó un Flujo de Caja Operativo (FCO) de US\$241.6 millones (US\$175.0 millones en el 2016). Ese incremento se debe al menor pago a proveedores y a la mayor cobranza a clientes.

Por otro lado, la inversión en activo fijo y reparto de dividendos, requirieron montos por US\$42.5 y 49.4 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 2016 fue extraordinario, debido al efecto negativo de eventos no recurrentes, específicamente la disminución de la tasa de impuestos a la ganancia. Así, a setiembre 2017, EEP tenía un saldo de caja de US\$123.2 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 47.9% a setiembre 2017.

Asimismo, sus niveles de endeudamiento (Deuda Financiera / EBITDA) al año móvil a setiembre 2017 alcanzaron 2.88x (3.09x en diciembre 2016). La mejora de estos indicadores se debe a la menor deuda financiera, la cual compensa la ligera caída del EBITDA en el periodo.

Del mismo modo, al considerar el nivel de Deuda Financiera neta de Caja, el nivel de apalancamiento disminuyó de 3.00 a 2.49x 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 disminuyó a 3.06x (3.45 a diciembre 2016).

A setiembre 2017, la deuda financiera total de EEP ascendió a US\$914.9 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, la cancelación de préstamos de corto plazo y la amortización de préstamos de largo plazo.

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, así como emisiones en el mercado de capitales, todas las cuales contribuyen a que EEP cuente con una estructura de fondeo diversificada.

Estructura de la Deuda a Setiembre 2017

Tipo	Set-17 US\$ mill.	Dic-16 US\$ mill.	Vencimiento	Tasa	Destino
Préstamos Bancarios de Corto Plazo	0.0	80.2	2017	0.83% / 4.19%	Capital de Trabajo.
Préstamos Bancarios de Largo Plazo	109.1	135.4	2017-2020	Libor 3m + 100 pts/ 6.15%	Prepago de deuda de corto plazo para financiar Quitaraca y Nodo Energético
Leasings - BCP	241.5	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	275.8	304.4	2019-2022	4.20% - 5.70%	Construcción Reserva Fría, Nodo Energético y Chilca Plus
Bonos Corporativos	288.5	183.3	2017-2028	6.0000% - 7.5938%	Prepago de deuda de corto plazo con bancos locales y proveedores
TOTAL 1/	914.9	1009.4			

Fuente: EEP

De esta manera, la deuda financiera corriente representó el 25.1% del total de las obligaciones financieras a setiembre 2017 (28.2% a diciembre 2016). La caída se debe al vencimiento del préstamo de corto plazo con dos bancos nacionales.

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 1.13x, que se eleva a 1.57x 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 setiembre 2017, el endeudamiento en tasa variable representaba sólo el 11.9% 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\$47.5 millones a

setiembre 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 del proyecto Intipampa y la operación de la C.T. Ilo41 (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, a pesar que disminuyeron respecto al periodo anterior. De esta manera, el patrimonio ascendió a US\$1,071 millones, 12.6% superior a diciembre 2016.

Debido a la mayor generación de caja, 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

	Set-17	Dic-16	Dic-15	Dic-14	Dic-13
Compromiso DF	< 3.5	< 4.0	< 4.0	< 3.5	< 3.5
DF / EBITDA	2.9	3.1	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
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.
6ta. Emisión	US\$	Fija	dic-25	US\$25 mill.
7ma. Emisión	S/.	Fija	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 del 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. La segunda y tercera emisión se realizó el 26 de junio del 2017, 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.
2da. Emisión	S/	6.00%	Jun-24	S/ 78.9 mill.
3era. Emisión	S/	6.53%	Jun-27	S/ 251.1 mill.

Fuente: EEP

Además, la Empresa contrató con Banco de Crédito del Perú, un *swap* de moneda y tasa de interés para las primeras tres emisiones.

Fixed Cross Currency Swaps - Tercer Programa

Institución	Soles (Millones)	Tasa (%)	Dólares (Millones)	Tasa (%)
BCP	250.00	7.125	76.2	3.38
BBVA	78.95	6.000	24.3	3.150
BCP	251.05	6.531	77.0	3.550

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 setiembre 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 setiembre 2017 cerró en S/ 8.00 (S/ 10.00 al cierre de junio 2016).

Indicadores Bursátiles - Acciones Comunes - EEP

	Monto Negociado*	Precio**	Frecuencia	Capitalización Bursatil*
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
abr-17	1,677	8.02	94.44%	4,822,987
may-17	45,835	7.85	100.00%	4,720,755
jun-17	34,040	7.83	85.71%	4,708,727
jul-17	2,179	8.10	95.00%	4,871,097
ago-17	19,108	8.00	90.91%	4,810,960
sep-17	5,084	8.00	95.24%	4,744,809

* 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, a los 12 meses terminados a setiembre 2017, se repartió un total de US\$49.4 millones de dividendos por concepto de saldos del ejercicio 2016 y adelantos del ejercicio 2017.

Dividendos Entregados

	LTM Set 2017	2016	2015	2014
Nº Acciones	601,370,011	601,370,011	601,370,011	601,370,011
Utilidad Neta (US\$ miles)	122.8	131.5	181.5	137.6
Dividendos (US\$ miles)	49.4	55.1	49.7	41.7
U / A	0.08	0.09	0.08	0.07

Fuente: EEP



Resumen Financiero - ENGIE Energía Perú

Cifras en miles de US\$

Tipo de Cambio S./US\$ a final del Período

	3.27	3.36	3.41	2.99	2.80	2.55
	LTM Set 17	dic-16	dic-15	dic-14	dic-13	dic-12
Rentabilidad						
EBITDA	317,604	326,684	325,180	289,445	262,922	190,016
Mg. EBITDA	43.6%	43.7%	45.6%	46.8%	43.1%	38.3%
EBITDAR	321,553	330,633	329,129	293,394	266,871	193,965
Margen EBITDAR	44.2%	44.2%	46.1%	47.4%	43.8%	39.1%
FCF / Ingresos	20.6%	9.1%	11.6%	4.4%	-11.1%	-5.8%
ROE	11.94%	14.4%	22.6%	20.0%	21.4%	23.0%
Cobertura						
EBITDA / Gastos financieros	6.10	7.54	10.65	7.85	6.86	12.41
EBITDAR / (Gastos financieros + Alquileres)	5.74	6.99	9.54	7.19	6.31	10.07
EBITDA / Servicio de deuda	1.13	0.99	1.18	1.26	1.10	2.13
EBITDAR / (Servicio de deuda + Alquileres)	1.13	0.99	1.18	1.26	1.10	2.08
FCF / Servicio de deuda	0.72	0.34	0.41	0.28	-0.12	-0.15
(FCF + Caja + Valores Líquidos) / Servicio de deuda	1.15	0.42	0.60	0.40	-0.02	0.93
CFO / Inversión en Activo Fijo	5.68	3.37	2.20	1.44	0.76	0.99
(EBITDA + caja) / Servicio de Deuda	1.57	1.08	1.37	1.39	1.21	3.22
Estructura de capital y endeudamiento						
Capitalización	48.1%	54.6%	55.0%	55.4%	55.8%	57.2%
Deuda ajustada total / (FFO + GF+ Alquileres)	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Deuda financiera total / EBITDA	2.88	3.09	2.93	2.79	2.76	3.50
Deuda financiera neta / EBITDA	2.49	3.00	2.77	2.69	2.67	2.99
Deuda ajustada total / EBITDAR	3.09	3.45	3.23	3.12	3.02	3.78
Deuda ajustada neta / EBITDAR	2.7023	3.37	3.07	3.02	2.93	3.28
Costo de financiamiento estimado	5.5%	4.4%	3.5%	4.8%	5.5%	2.9%
Deuda financiera CP / Deuda financiera total	25.1%	28.3%	25.6%	23.8%	27.5%	11.1%
Balance						
Activos totales	2,341,222	2,243,736	2,053,484	1,723,380	1,518,144	1,345,130
Caja e inversiones corrientes	123,157	28,259	52,181	28,530	25,485	96,926
Deuda financiera Corto Plazo	229,407	285,463	244,270	192,200	199,900	73,875
Deuda financiera Largo Plazo	685,531	723,983	709,632	615,536	526,484	450,218
Deuda financiera subordinada	0	0	0	0	0	140,702
Deuda financiera total	914,938	1,009,446	953,902	807,736	726,384	664,795
Deuda financiera total con Equity Credit	914,938	1,009,446	953,902	807,736	726,384	664,795
Deuda fuera de Balance	77,143	132,143	109,073	106,520	80,792	69,005
Deuda ajustada total	992,081	1,141,589	1,062,975	914,256	807,176	733,800
Patrimonio Total	1,070,984	950,973	870,820	736,358	638,753	550,135
Acciones preferentes + Interés minoritario	0	0	0	0	0	0
Capitalización ajustada	2,063,065	2,092,562	1,933,795	1,650,614	1,445,929	1,283,935
Flujo de caja						
Flujo de caja operativo (CFO)	241,628	174,956	242,994	223,277	112,436	119,035
Inversiones en Activos Fijos	-42,547	-51,908	-110,662	-154,575	-147,418	-120,011
Dividendos comunes	-49,443	-55,114	-49,655	-41,700	-32,794	-27,879
Flujo de caja libre (FCF)	149,638	67,934	82,677	27,002	-67,776	-28,855
Ventas de Activo Fijo, Netas	0	9	81	259	70	34
Otras inversiones, neto	866	-2,373	-123	-18,954	-18,393	-2,194
Variación neta de deuda	-115,806	-89,492	-58,984	-5,262	14,658	-43,705
Variación neta de capital	0	0	0	0	0	150,000
Variación de caja	34,698	-23,922	23,651	3,045	-71,441	75,280
Resultados						
Ingresos	727,899	747,652	713,722	618,881	609,917	496,128
Variación de Ventas	-2.6%	4.8%	15.3%	1.5%	22.9%	19.1%
Utilidad operativa (EBIT)	239,826	260,914	273,353	240,433	218,773	154,592
Gastos financieros	52,083	43,337	30,539	36,853	38,317	15,315
Alquileres (Derecho de Usufructo y Aporte Social)	3,949	3,949	3,949	3,949	3,949	3,949
Dividendos preferentes						
Resultado neto	122,836	131,504	181,456	137,568	127,423	100,631
Información y ratios sectoriales						
Producción de Energía (GWh. - COES)	7,982	8,182	7,172	7,098	7,719	5,782
Participación en el COES	16.3%	17.3%	16.1%	17.0%	19.5%	15.5%

Vencimientos de Deuda de Largo Plazo

	2017	2018	2019
US\$ millones	220,510	153,590	88,986

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.

* 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

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 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
Marcelo Fernandes Soares	Vicepresidente de Finanzas

RELACIÓN DE ACCIONISTAS

International Power S.A. (antes Suez Tractebel)	61.77%
RI – FONDO 2	7.30%
IN – FONDO 2	6.83%
PF – FONDO 2	5.00%
RI – FONDO 2	4.12%
Otros accionistas (<4%)	14.97%

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>
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)
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 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 de 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 final de este informe, deja en claro que este informe no constituye una recomendación legal, impositiva y/o de estructuración de A&A, y no debe ser usado ni interpretado como una recomendación legal, impositiva y/o de estructuración de A&A. 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.