

# ENGIE Energía Perú S.A.

## Informe Trimestral

### Clasificación

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

Información financiera no auditada a setiembre 2018.

Clasificación otorgada en Comités de fecha 29/11/2018 y 25/05/2018.

### Perspectiva

Estable

### Indicadores Financieros

ENGIE Energía Perú			
US\$ MM	LTM Set-18*	Dic-17	Dic-16
Ingresos	498.3	682.6	747.7
EBITDAR	245.2	300.5	330.6
Flujo de Caja Operativo	189.0	273.0	175.0
Deuda Total	776.7	837.1	1,009.4
Caja	66.1	37.2	28.3
Deuda Ajustada Neta / EBITDAR	3.2	2.9	3.4
EBITDAR/ (Gastos Fin.+ alquileres)	4.6	5.2	7.0

Fuente: Engie

\* Indicadores calculados en base a EEFF a diciembre 2017 y setiembre 2017 ajustados por el efecto de las NIIF 9 y 15.

### Metodología Aplicada

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

### Analistas

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

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

### Fundamentos

Las clasificaciones otorgadas reflejan la sólida posición financiera de ENGIE Energía Perú S.A. (EEP o la Empresa), antes EnerSur S.A., 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 del sector de energía del mundo.

EEP es a setiembre 2018 la primera empresa generadora en términos de capacidad instalada; y la tercera, en generación de energía eléctrica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), con una participación de 11.1% en el total de energía generada en el sistema en los 12 meses terminados a setiembre 2018, y una generación de 5,497.2 GWh en el mismo periodo.

Las inversiones realizadas han permitido a la Empresa consolidarse como una de las principales generadoras por energía despachada al sistema (primera generadora en el 2017 tanto en energía como en capacidad), con el portafolio de generación más diversificado del país (agua, gas, diésel, carbón y 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 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 (46.9% y 43.2% a diciembre 2017 y setiembre 2018, respectivamente).

A marzo 2018, el **Proyecto Solar Fotovoltaico Intipampa** en Moquegua (aproximadamente 40.5 MW), el último de los seis proyectos de inversión contemplados para el periodo 2010-2017 entró en operación; el cual significó una inversión aproximada de US\$50 millones.

En consecuencia, debido a que los proyectos ya entraron en operación, el apalancamiento irá disminuyendo en los siguientes periodos. En este sentido, Apoyo & Asociados Internacionales (A&A) 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.

### ¿Qué podría modificar la clasificación?

Incrementos significativos en los niveles de apalancamiento de manera sostenida que limiten la flexibilidad financiera de la Empresa o una reducción en la capacidad de generación de caja constante, podrían tener impactos negativos en la clasificación de riesgo.

## ■ Acontecimientos Recientes

Con fecha 12 de junio del 2018, en el marco del Tercer Programa de Bonos Corporativos de EEP, se llevó a cabo la colocación de la tercera emisión Serie B por S/ 230 MM, con una tasa de 6.7188% por un plazo de diez años. Además, la empresa contrató con el BBVA un *Cross Currency Swap* con una tasa de 4.88%/4.91% y un tipo de cambio cerrado en 3.2755/3.2710.

## ■ 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 2,496.5 MW a setiembre 2018.

Los proyectos han sido financiados con recursos de terceros (bonos y préstamos) y 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. Quitaracsá 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, la salida de las dos turbinas restantes de la CT Ilo1, en octubre 2017, representó una reducción de 105.3 MW, cerrando el 2017 con una potencia de 2,456 MW. Con la culminación del proyecto Intipampa, en marzo del 2018, la potencia instalada de la empresa llegó a 2,496.5 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 Perú, 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 (€35.1 billones al 30 de setiembre 2018). El Grupo

cuenta con una capacidad de generación de energía de 103 GW, así como 6.7 GW de capacidad adicional que actualmente se encuentran en proceso de implementación.

Al cierre del tercer trimestre de 2018, los ingresos consolidados del Grupo ascendieron a €43.0 billones, mientras que su EBITDA, a €6.5 billones (€42.9 y 6.5 billones en el mismo periodo 2017, 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. 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.

## Operaciones

Al cierre de setiembre 2018, EEP representaba el 20.0% de la potencia firme del SEIN y ocupaba el primer lugar en potencia instalada y el tercer lugar en generación de energía en el Sistema entre los privados. La Empresa cuenta con ocho centrales que totalizan una capacidad instalada de 2,496.5 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 282.3 km.

Capacidad de Generación

Plantas	Ubicación	Unidad	Combustible	Potencia Nominal (MW)	Puesta en Operación	Factor de Carga** Dic.2017	Factor de Carga** Set.2018
C.T. Ilo1*	Moquehua	TV4 TG1	Vapor / R500 Diesel 2	0.00 0.00	1997 1997	8.6%	0.0%
C.T. Ilo21	Moquehua	TV21	Carbón / Diesel 2	135.00	2000	54.5%	3.7%
C.T. Ilo31	Moquehua	TG1, TG2, TG3	Diesel 2 - B5	500.00	2013	0.2%	0.1%
C.T. Nodo Energético	Moquehua	TG41, TG42, TG43	Diesel B5 Gas Natural	610.00	2016	0.2%	0.4%
C.T. ChilcaUno	Lima	CCTG	Gas Natural	851.80	2006	74.8%	41.3%
C.T. ChilcaDos	Lima	CATG	Gas Natural / Vapor	111.00	2016	30.9%	29.8%
C.H. Yuncán	Cerro de Pasco	G1, G2, G3	Agua	134.16	2005	74.2%	72.8%
C.H. Quitaracsá	Ancash	G1, G2	Agua	114.00	2015	51.6%	49.4%
C.S. Intipampa	Moquehua	120 Módulos	-	40.50	2018	-	26.2%
<b>TOTAL</b>				<b>2,496.5</b>			

\*Retiradas en octubre 2017

\*\*Los factores de carga del periodo son calculados como el promedio simple de los factores de carga mensuales durante el periodo de operación

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 (5.4% de la potencia instalada) fue transferida a la Empresa en usufructo por la Empresa de Generación de Energía Eléctrica del Centro (EGECEN), ahora Activos Mineros, de propiedad del Estado, en febrero

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 del usufructo 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. Quitaraca (4.6% 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 Yuramarca, provincia de Huaylas, departamento de Ancash, y requirió una inversión de US\$539 millones para su construcción.

La C.T. Planta Ilo (Ilo 31) y la C.T. Nodo Energético – Planta Ilo (Ilo 41), se encuentran ubicadas en la provincia de Ilo, departamento de Moquegua; tienen una capacidad de 610 y 500 MW, respectivamente; y requirieron de una inversión de US\$432.4 y US\$375 millones, respectivamente, para su construcción.

Por último, dentro del marco de la cuarta subasta de suministro de electricidad con recursos renovables organizada por OSINERGMIN, se construyó la Central Solar Fotovoltaica Intipampa, que se encuentra ubicada en Moquegua, y cuenta con una potencia instalada nominal de 40.5 MW y requirió de una inversión de US\$50.0 millones para su construcción.

Las centrales térmicas utilizan distintos combustibles: diésel, carbón y gas natural de Camisea. En el caso de la C.T. ChilcaUno y la C.T. ChilcaDos; 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 puede ser ampliado por 5 años adicionales); el contrato de transporte firme de gas con TGP por 3.94 millones de m<sup>3</sup>/día hasta enero del 2024 (posteriormente se tiene contratado 2.5 millones de m<sup>3</sup>/día hasta febrero 2031) y un contrato de distribución de gas natural con Cálidda por una capacidad reservada diaria en modalidad firme de 3.94 millones de m<sup>3</sup>/día hasta diciembre 2033.

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 últimos 12 meses terminados en setiembre 2018, EEP generó 5,497.2 GWh, 29.6% por debajo de la energía generada en el 2017. Esta reducción se debió a la declaración de precios de gas natural de enero 2018 y a la ruptura del ducto de transporte de líquidos de gas natural de Camisea, operado por la empresa Transportadora de Gas del Perú ocurrida febrero 2018, que impidió el abastecimiento normal de Gas de Camisea en las generadoras del país, suspendiendo la producción de las centrales térmicas de EEP por unos días en el mes de febrero.

Durante el 2018, se han realizado dos declaraciones por gas natural. En la primera declaración, que comprendía el periodo de enero 2018 a junio 2018, el precio de gas natural declarado por EEP resultó en una menor prelación de despacho, resultando en una menor inyección de energía.

En la segunda declaración (vigente desde el 1ro de julio del 2018 al 30 de junio del 2019), el precio declarado resultó en una mejor prelación, incrementando el despacho. De esta forma, el promedio de la energía mensual despachada entre julio y setiembre 2018, representa 250% el promedio mensual entre enero y junio 2018.

De la misma manera, su participación en el mercado de generación, que se incrementó de manera sostenida desde el 2004, pasó de niveles de 7.5% a 11.0% al año móvil de setiembre 2018.

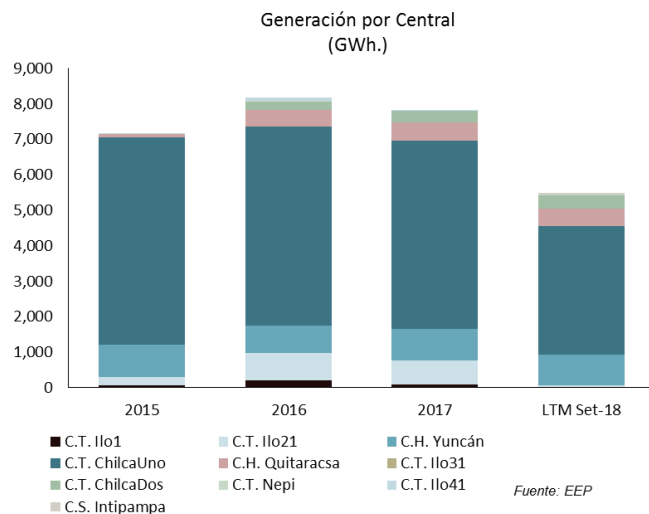
Es importante mencionar que, a diciembre 2017, EEP se ubicaba como el primer generador de energía del sistema, con una participación de mercado de 15.9% en diciembre 2017 (con respecto a generación). Esta participación disminuyó en los 12 meses terminados en setiembre 2018, debido a la declaración de precios de gas natural ocurrida en el inicio del año. Se espera que la generación se recupere

paulatinamente como resultado de la mayor prelación de despacho en el segundo semestre del año.

Cabe resaltar que la generación de energía a nivel nacional, en los últimos 12 meses terminados a setiembre 2018, ascendió a 50,092.2 GWh, superior a lo generado durante el 2017. Asimismo, la máxima demanda del periodo ascendió a 6,710.7 MW, 2.1% por encima de la máxima demanda del año previo.

Del total de la energía producida por EEP, durante los 12 meses terminados en setiembre 2018, el 74.6% fue de origen térmico (81.8% a diciembre 2017), el 24.4%, de origen hidráulico (18.2% a diciembre 2017) y el resto, renovable no convencional. Dentro de este contexto, la C.T. ChilcaUno fue la más importante al contribuir con el 66.1% de la producción total.

C.H. Quitaracsa ha incrementado su participación en la producción de la Empresa durante los últimos meses, con lo cual pasó de 5.7% en el 2016, a 8.8% en el año móvil a setiembre 2018.



A setiembre 2018, el nivel de contratación de EEP alcanzó los 1,743.47 MW en hora punta (1,467.0 MW a diciembre 2017), de los cuales el 46.9% corresponde a clientes regulados y el 53.1% restante a clientes libres (48.0% y 52.0% a diciembre 2017).

El nivel de contratación total creció en 18.8% respecto a diciembre 2017, debido al crecimiento en la potencia contratada con clientes regulados y libres en 16.2% y 21.3%, respectivamente.

El mayor nivel de contratación con clientes regulados se debió principalmente al incremento en la potencia contratada

con Luz del Sur (crecimiento de 34.1%) y Enel Distribución Perú (22.3%).

En el caso de clientes libres, el crecimiento se debe a la entrada de nuevos clientes en 2018, principalmente: Volcan, y Milpo con 49.0 MW y 38.0 MW, respectivamente.

Es importante destacar que, con estos nuevos contratos, la Empresa vuelve a alcanzar el nivel de potencia contratada con clientes libres anterior al vencimiento del contrato con Southern Perú Copper Corporation (918.1 a dic.2016).

Sin embargo, a pesar del mayor nivel de contratación, los ingresos por potencia disminuyeron en 18.8% y los ingresos por energía cayeron en 8.5%, debido al menor precio pactado por el contexto actual del mercado de energía.

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.

### **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 y la C.S. Intipampa, los cuales entraron en operación comercial en octubre 2016, mayo 2016 (primera etapa, ciclo abierto), diciembre 2016 (segunda etapa, ciclo combinado), y marzo 2018, 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\$283.2 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 entró en operación en marzo del 2018, con una potencia nominal de 40.5 MW y requirió una inversión total de US\$50.0 millones.

## ■ Mercado Eléctrico

Debido al incremento de la oferta de generación en los últimos años más allá del crecimiento de demanda, el mercado peruano de generación eléctrica se ha vuelto 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.

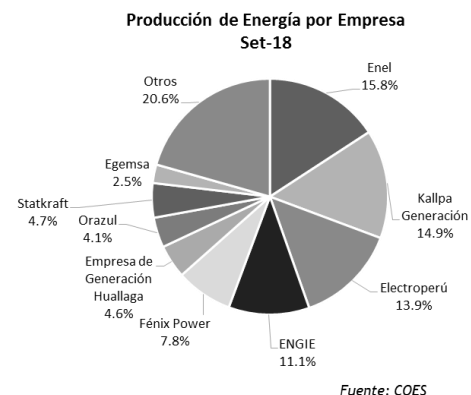
Notar que aquellos clientes conectados al SEIN que tengan una potencia contratada entre 0.2 MW y 2.5 MW, pueden elegir entre la condición de clientes o regulados (rango optativo). De esta forma, ante la mayor competencia, muchos cliente regulados han optado migrar hacia ser clientes libres para obtener precios más competitivos.

A setiembre 2018, la potencia firme del mercado peruano ascendió a 10,430.9 MW, superior de la registrada a fines del 2017 (10,248.2 MW). Este incremento se debió a la entrada de cuatro generadoras, en el primer trimestre del 2018, entre las cuales destacan la Central Solar Rubí de Enel Green

Power Perú S.A. (144.5 MW de potencia instalada) y el ciclo combinado de Termochilca (123.6 MW de potencia instalada) en marzo 2018.

En línea con lo descrito, a setiembre 2018, la participación térmica en la potencia instalada del sistema disminuyó ligeramente respecto a setiembre 2017 a 56.8%, mientras que la participación hidráulica disminuyó de 38.7% a 38.1%.

Cabe destacar la participación de los RER no convencionales, que se encuentran iniciando su desarrollo en la industria, que alcanzaron 6.0% de la potencia instalada total, debido a la entrada de la C.S. Rubí (144.5 MW) y la C.S. Intipampa (40.5 MW). Por otro lado, es importante mencionar que, del total de la producción de centrales térmicas, el 93.8% es abastecido con gas natural proveniente de los yacimientos de Camisea.



Por su parte, la energía generada en los 12 meses terminados a setiembre 2018 alcanzó los 50,092.2 GWh, creciendo en 2.2% respecto al 2017. Así, la tasa de crecimiento se encontró por debajo de los niveles previos, considerando que se tuvo un CAGR de 5.4% entre los años 2013 y 2017.

A setiembre 2018, la potencia efectiva hidroeléctrica se redujo respecto a diciembre 2017, mientras que la potencia termoeléctrica aumentó en 2.0%. A pesar de este incremento, en los últimos 12 meses terminados a setiembre 2018, la generación RER e hídrica mostraron un mayor crecimiento respecto a la producción térmica; creciendo en 46.4% y 2.6%, respectivamente; mientras que la producción térmica se redujo en 3.2%.

De esta manera, la producción de energía eléctrica del año, fue de origen térmico en 38.2% y de origen hidráulico en 55.2%.

Si bien las fuentes renovables de energía aún representan un porcentaje reducido de la generación del sistema, éstas aumentaron su participación respecto del cierre del 2017



(4.6%), llegando a 6.5% en el año móvil a setiembre 2018, y se espera que mantengan esta participación 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. A setiembre 2018, la máxima demanda ascendió a 6,710.7 MW, superior en 1.7% a la máxima demanda registrada durante el 2017.

La máxima demanda alcanzada, durante el 2017, representó 82.2% de la demanda máxima proyectada para el 2017 por la Dirección General de Electricidad (DGE). 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 la oferta actual de generación, el abastecimiento de la demanda está asegurado hasta el 2021.

Entre los anuncios de inversión privada de centrales de Generación eléctrica para el periodo 2018-2020, se esperan alrededor de ocho proyectos, cuyo monto de inversión asciende a US\$ 482 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 2018-2020, con fecha de operación comercial dentro del 2018, no cuentan con avance de proyecto a setiembre 2018. De los 11 proyectos de inversión planificados para el periodo 2018-2023, sólo tres cuentan con un avance mayor a 5%.

Principales Proyectos de Generación

Central	Provincia	Empresa	Potencia MW	Fecha de puesta en operación comercial
1 C.H. La Virgen	Junín	La Virgen	84	2T2018
2 C.H. Veracruz	Amazonas	Cía. Energética Veracruz	635	1T2022
3 C.H. San Gabán	Puno	Hydro Global Perú	205	1T2022
4 C.H. Chadin II	Amazonas	AC Energía	600	4T2023

Fuente: Osinergmin

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 2018, 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.

Sin embargo, en el 2017, se siguieron presentando problemas de congestión en la interconexión Centro-Sur, debido a la carga de proyectos mineros en el sur del país. El límite de la interconexión Centro-Sur a diciembre 2017 fue 1,230 MW (860 MW a diciembre 2016), debido al ingreso de la línea de transmisión en 500 kV Mantaro-Poroma-Socabaya-Montalvo.

A partir de octubre 2017, los costos marginales son calculados por el COES como la suma del Costo Marginal de Energía y el Costo Marginal de Congestión, calculado por cada barra del SEIN. Con excepción de un evento de congestión en las líneas de transmisión, los costos marginales de cada barra no deben variar significativamente respecto a la barra de referencia (Santa Rosa 220 KV).

En los 12 meses terminados a setiembre 2018, el mayor costo marginal del sistema fue en promedio US\$13.26/MWh (21.6% por encima del promedio de la barra de referencia), mientras que el menor costo marginal fue US\$10.1/MWh (7.2% por debajo del promedio de la barra de referencia).

El incremento en los costos respecto al 2017 (de US\$9.53/MWh a US\$10.91 MWh) se debe a un incidente en el ducto de transporte de líquidos de gas natural de Camisea en febrero del 2018, que detuvo el abastecimiento normal de gas de Camisea por unos días para las empresas generadoras del país, aumentando el costo marginal promedio en la barra de Santa Rosa, de US\$6.33/MWh en enero 2018, a US\$29.68/MWh en febrero 2018.

Adicionalmente, el costo marginal sufrió un incremento debido al mantenimiento de la planta de Malvinas del 27 de julio 2018 al 03 de agosto 2018, lo cual incremento el costo marginal promedio en la barra de Santa Rosa, de US\$9.5/MWh en junio 2018, a US\$15/MWh en julio y agosto 2018.

## Temas regulatorios

Respecto a la comercialización de energía, según la Ley para asegurar el desarrollo eficiente de generación eléctrica, publicado el 23 de julio del 2006, establece que los Usuarios que consuman energía dentro del rango que se establezca en el reglamento vigente, podrán acogerse a su elección, a la condición de Usuario Libre o Usuario Regulado. Sin embargo, este cambio de condición requerirá un preaviso con anticipación no menor a un año; y si el usuario cambia de condición deberá mantener esta nueva condición por un plazo no menor a tres años.

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 y, mediante Resolución Ministerial N° 196-2018-MEM/DM se promulgó el margen de reserva para el periodo mayo 2018 a abril 2019 que mantuvo el mismo valor.

El 1 de enero del 2018 entró en vigencia el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad (MME), aprobado con D.S. N°026-2016-EM, 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 (con algunas excepciones para el caso de los participantes generadores) 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.

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.

En diciembre 2017, mediante el Decreto Supremo N° 043-2017-EM se estableció el valor mínimo para la declaración única del precio de gas natural correspondiente al valor de la parte variable del contrato de suministro suscrito entre el productor y el generador eléctrico. El precio único considerará los costos de suministro, transporte y distribución de gas natural, será calculado por cada generador, y su cálculo será verificado por el COES. Asimismo, se regresó a una declaración anual de precios.

El 13 de diciembre de 2017 se publicó el Decreto Supremo 040-2017-EM, con el cual se estipula: A) Que en casos de Situación Excepcional el COES podrá emitir disposiciones para la operación del SEIN (por ejemplo, exceder las tolerancias de tensión y frecuencia) a fin de procurar el abastecimiento oportuno a los usuarios y minimizar los efectos de dicha Situación Excepcional; y, B) Que las empresas entreguen información de inflexibilidades operativas de las unidades de generación al COES y OSINERGMIN; así mismo, autoriza a OSINERGMIN disponer las acciones de supervisión y/o fiscalización correspondiente para lo cual debe aprobar el procedimiento correspondiente.

El 23 de julio de 2018 se publicó el Decreto Supremo 017-2018-EM que establece el nuevo mecanismo de racionamiento para el abastecimiento de gas natural al mercado interno ante una declaratoria de emergencia. Esta norma deroga el anterior la norma que regulaba en anterior mecanismo de emergencia para el suministro de gas natural. El cambio más relevante es que se considera en tercera prioridad de abastecimiento a la totalidad de demanda de gas para generación eléctrica (anteriormente estaba en tercera prioridad sólo la demanda eléctrica regulada y en última prioridad la demanda eléctrica para clientes libres).

El 23 de julio del 2018 el Ministerio de Energía y Minas publicó la Resolución 136-2018-MEM/DGE mediante la cual establece que en los casos que se active el mecanismo de racionamiento por indisponibilidad de gas natural (Decreto Supremo N° 017-2018-EM), el COES realizará un despacho

aplicando el criterio de eficiencia reasignado el gas disponible a los generadores más eficientes. Luego, la norma ordena repartir entre los generadores la energía generada con el Gas Natural reasignado, de manera proporcional al volumen de Gas Natural cedido, y los generadores que cedieron gas pagarán a los que despacharon con gas reasignado, el costo del gas cedido.

Por otro lado, en el Ministerio de Energía y Minas, el Viceministerio de Energía se reemplazó por, el Viceministerio de Electricidad y el Viceministerio de Hidrocarburos

## Desempeño Financiero

En los últimos 12 meses finalizados a setiembre 2018, los ingresos de EEP ascendieron a US\$498.3 millones, reduciéndose en 13.6% respecto al 2017. Esta reducción se debió a los menores ingresos debido a los menores precios promedio de energía y potencia y a la menor cantidad de energía vendida.

Cabe destacar, que el incremento de la participación de los clientes libres en el portafolio de la empresa resultó en un incremento de la participación de los ingresos por potencia y energía de 55.4% en el 2017 a 62.3% en los últimos doce meses terminados a setiembre 2018.

El costo de ventas se ubicó en US\$323.0 millones, 4.8% por debajo del 2017 (ajustado por el efecto de las NIIF 9 y 15, las cuales entraron en efecto en el 2018). Esta reducción se debió al menor consumo de combustible, compensados en parte por el incremento de los costos de compra de energía y peaje.

El menor gasto en combustible y mayor gasto de compra de energía y peaje se debió al menor despacho de energía en el período, por la cual EEP requirió comprar energía en el mercado spot para poder cumplir con sus contratos.

De esta manera, como resultado de la disminución de los ingresos, el margen bruto se ubicó en 35.2% en el año móvil de setiembre 2018, significativamente por debajo del 2017 (41.2% en los resultados ajustados por las NIIF 9 y 15).

Los gastos administrativos se situaron en US\$23.2 millones, ligeramente inferiores a los del 2017.

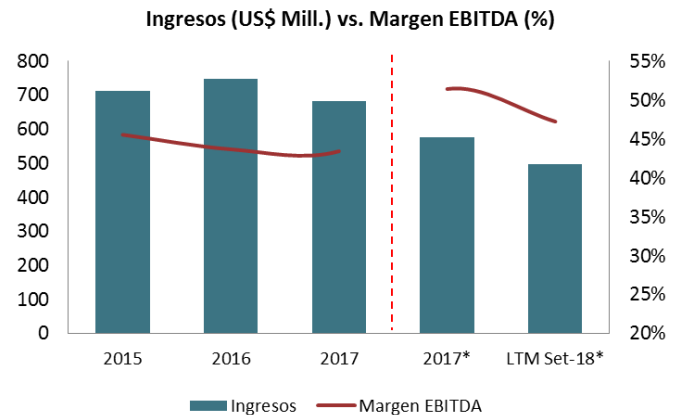
El EBITDA<sup>1</sup> del año móvil a setiembre 2018 ascendió a US\$241.3 millones, ubicando el margen EBITDA en 48.4%. La disminución del margen EBITDA respecto a periodos

<sup>1</sup> EBITDA: Utilidad operativa + gastos de depreciación y amortización.

Utilidad operativa: Ingresos operativos - costos operativos - gastos de administración

anteriores se debió principalmente a los ajustes en los ingresos por los cambios en las normas contables (NIIF 9 y 15) en el 2018.

Si bien estos ajustes no tienen un efecto en el EBITDA; afectan de manera importante al Margen EBITDA por medio de los ingresos.



Los gastos financieros disminuyeron respecto al 2017, debido al menor costo financiero de la deuda total producto de los re-perfilamientos realizados. Sin embargo, debido a la caída del EBITDA, el indicador EBITDA/Gastos financieros disminuyó a 4.91x. Del mismo modo, el ratio de cobertura EBITDA/Gastos financieros + Alquileres fue de 4.62x en el periodo analizado.

Por último, el resultado neto se redujo a US\$82.5 millones. La reducción, respecto al 2017, se debió a los menores precios de energía y potencia y a la finalización del contrato SPCC y de las Bambas.

El Flujo de Caja Operativo (FCO) del periodo se ubicó en US\$189.0 millones. La reducción respecto al 2017 se debió al menor flujo proveniente de las Actividades de Operación; específicamente, de los menores ingresos. Respecto a la inversión en activo fijo y reparto de dividendos, éstas se ubicaron en US\$63.6 y 48.9 millones, respectivamente.

## ■ Estructura de Capital

Históricamente, parte importante de la expansión de EEP fue financiada con deuda. No obstante, la Empresa muestra una

El cálculo del EBITDA no incluye los ingresos no operativos ni ingresos extraordinarios.

El cálculo del EBITDA de A&A no es el considerado para los covenants financieros.



adecuada estructura de capital, con un ratio de deuda sobre capitalización de 43.5% a los 12 meses terminados en setiembre 2018 y con la totalidad de su deuda siendo de largo plazo y a tasa fija.

Cabe destacar, que la Empresa ha realizado una gestión de reperfilamiento de deuda, con la cual ha logrado disminuir los costos de financiamiento, alargar la duración y disminuir la concentración de los vencimientos en el 2028.

Asimismo, sus niveles de endeudamiento (Deuda Financiera / EBITDA) al año móvil a setiembre 2018 alcanzaron 3.22x (2.82x en diciembre 2017), como consecuencia de una menor generación de EBITDA.

Del mismo modo, al considerar el nivel de Deuda Financiera neta de Caja, el nivel de apalancamiento aumentó de 2.70x a 3.03x 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) aumentó a 3.44x (3.06x a diciembre 2017).

A setiembre 2018, la deuda financiera total de EEP ascendió a US\$776.7 millones, por debajo de los US\$837.1 millones de diciembre 2017. La disminución de la deuda se explica por los vencimientos de cuotas de *leasing* y el reperfilamiento de deuda de largo plazo.

De esta manera, la porción de deuda financiera corriente sobre el total de deuda pasó de 22.6% en diciembre 2017 a 17.6% debido al re-perfilamiento de la deuda, incrementando de esta manera la duración promedio de la deuda.

**Estructura de la Deuda a Setiembre 2018**

Tipo	Set-18 US\$ mill.	Vencimiento	Tasa	Destino
Préstamos Bancarios de Largo Plazo	149.0	2023	3.30%	Prepago de deuda de corto plazo para financiar Quitaracs y Nodo Energético
Leasings - BCP	122.7	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	211.6	2019-2022	4.20% - 5.70%	Construcción Reserva Fría, Nodo Energético y Chilca Plus
Bonos Corporativos	293.5	2018-2028	6.0000% - 7.5938%	Prepago de deuda de corto plazo con bancos locales y proveedores
<b>TOTAL 1/</b>	<b>776.7</b>			

Fuente: EEP  
1/ No incluye instrumentos financieros derivados (Swaps) equivalentes a US\$13.5 millones.

<sup>2</sup> El cálculo de los resguardos financieros en base del EBITDA calculado por EEP incluye los otros ingresos y egresos, y es el considerado en la tabla.

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 1.30x, que se eleva a 1.66x en caso se sume la caja acumulada de la Compañía (1.22x y 1.37x a diciembre 2017, respectivamente).

EEP ha contratado instrumentos financieros derivados *swaps* de monedas para los bonos corporativos y 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 2018, el endeudamiento en tasa fija y a largo plazo representaba el 100% de la deuda total. Además, a setiembre 2018, la Empresa mantenía deuda indirecta por US\$39.5 millones.

#### Fixed Cross Currency Swaps - Préstamo bancario de Largo Plazo

Institución	Tasa (%)	Dólares (Millones)	Tasa (%)
Scotiabank	4.499	80.68	3.076
Scotiabank	4.646	80.90	3.204

Fuente: EEP

De acuerdo a diversos contratos de financiamiento, la Empresa se ha comprometido a cumplir con el siguiente *covenant*<sup>2</sup>.

#### Resguardos Financieros

	LTM-Set 18	Dic-17	Dic-16	Dic-15	Dic-14	Dic-13
Compromiso DF	< 3.5	< 3.5	< 4.0	< 4.0	< 3.5	< 3.5
DF / EBITDA	3.0	2.6	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 vigentes colocadas bajo este programa:

#### Primer Programa de Bonos Corporativos

Emisión	Moneda	Tasa	Vencimiento	Monto
2da. Emisión	S/.	7.19%	jun-18	S/ 84.1 mill.
3era. Emisión	US\$	6.31%	jun-28	US\$10.0 mill.
7ma. Emisión	S/.	7.59%	dic-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. A continuación se presentan las características de los contratos de *swaps* vigentes a setiembre 2018.

#### Fixed Cross Currency Swaps - Primer Programa

Institución	Soles (Millones)	Tasa (%)	Dólares (Millones)	Tasa (%)
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 serie A se realizaron el 26 de

junio del 2017, mientras que la tercera emisión serie B se realizó el 12 de junio del 2018 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.
3ra. Emisión (serie A)	S/.	6.53%	Jun-27	S/ 251.1 mill.
3ra. Emisión (serie B)	S/.	6.72%	Jun-28	S/ 230.0 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 (1ra emisión)	250.00	7.125	76.3	3.380
BCP (3era emisión serie A)	251.05	6.531	77.0	3.550
BCP (3era emisión serie B)	115.00	6.719	35.2	4.880
BBVA (2da emisión)	78.95	6.000	24.3	3.150
BBVA (3era emisión serie B)	115.00	6.719	35.2	4.910

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 2018, 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 2018, cerró en S/ 6.70 (S/ 8.00 al cierre de setiembre 2017).

**Indicadores Bursátiles - Acciones Comunes - EEP**

	Monto Negociado*	Precio**	Frecuencia	Capitalización Bursatil*
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
oct-17	10,856	7.89	100.00%	4,648,590
nov-17	891	7.72	90.48%	4,317,837
dic-17	3,053	7.06	84.21%	4,383,987
ene-18	2,840	7.29	100.00%	4,359,933
feb-18	7,591	7.27	100.00%	3,914,919
mar-18	499	6.51	90.00%	4,143,439
abr-18	1,124	6.93	100.00%	4,029,179
may-18	15,760	6.74	86.36%	4,065,261
jun-18	23,097	6.76	85.00%	3,938,974
jul-18	9,466	6.76	90.91%	4,065,261
ago-18	2,807	6.79	90.91%	4,083,302
sep-18	1,884	6.70	75.00%	4,029,179

\* En miles de Soles

\*\* En Soles

Fuente: BVL

**Política de Dividendos**

De esta manera, en marzo del 2018, se acordó repartir un total de US\$16.0 millones correspondientes al saldo de dividendos del ejercicio 2017, haciendo un total de US\$48.9 millones de dividendos por concepto de saldos acumulados al 2017.

Del mismo modo, en noviembre del 2018, se acordó repartir dividendos a cuenta por la suma equivalente al 30% de la utilidad neta al 30 de junio del 2018 (US\$18.1 millones) correspondientes al saldo de dividendos del 2018 y con cargo a las utilidades acumuladas disponibles al 31 de diciembre del 2014.

**Dividendos Entregados**

	LTM Set-18	2017	2016	2015
Nº Acciones	601,370,011	601,370,011	601,370,011	601,370,011
Utilidad Neta (US\$ miles)	82.7	129.7	131.5	181.5
Dividendos (US\$ miles)	48.9	51.7	55.1	49.7
U / A	0.08	0.09	0.09	0.08

Fuente: EEP

**Resumen Financiero - ENGIE Energía Perú**

Cifras en miles de US\$

Tipo de Cambio S/./US\$ a final del Periodo	3.30	3.24	3.36	3.41	2.99	2.80
	LTM Set 18	dic-17	dic-16	dic-15	dic-14	dic-13
<b>Rentabilidad</b>						
EBITDA	241,293	296,565	326,684	325,180	289,445	262,922
Mg. EBITDA	48.4%	43.4%	43.7%	45.6%	46.8%	43.1%
EBITDAR	245,242	300,514	330,633	329,129	293,394	266,871
Margen EBITDAR	49.2%	44.0%	44.2%	46.1%	47.4%	43.8%
FCF / Ingresos	15.4%	26.6%	9.1%	11.6%	4.4%	-11.1%
ROE	7.6%	13.0%	14.4%	22.6%	20.0%	21.4%
<b>Cobertura</b>						
EBITDA / Gastos financieros	4.91	5.53	7.54	10.65	7.85	6.86
EBITDAR / (Gastos financieros + Alquileres)	4.62	5.22	6.99	9.54	7.19	6.31
EBITDA / Servicio de deuda	1.30	1.22	0.99	1.18	1.26	1.10
EBITDAR / (Servicio de deuda + Alquileres)	1.29	1.22	0.99	1.18	1.26	1.10
FCF / Servicio de deuda	0.68	0.97	0.34	0.41	0.28	-0.12
(FCF + Caja + Valores líquidos) / Servicio de deuda	1.03	1.12	0.42	0.60	0.40	-0.02
CFO / Inversión en Activo Fijo	2.97	6.84	3.37	2.20	1.44	0.76
(EBITDA + caja) / Servicio de Deuda	1.66	1.38	1.08	1.37	1.39	1.21
<b>Estructura de capital y endeudamiento</b>						
Capitalización	43.2%	46.9%	54.6%	55.0%	55.4%	55.8%
Deuda ajustada total / (FFO + GF+ Alquileres)	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Deuda financiera total / EBITDA	3.22	2.8225	3.09	2.93	2.79	2.76
Deuda financiera neta / EBITDA	2.95	2.70	3.00	2.77	2.69	2.67
Deuda ajustada total / EBITDAR	3.44	3.05	3.45	3.23	3.12	3.02
Deuda ajustada neta / EBITDAR	3.17	2.93	3.37	3.07	3.02	2.93
Costo de financiamiento estimado	5.8%	5.8%	4.4%	3.5%	4.8%	5.5%
Deuda financiera CP / Deuda financiera total	17.6%	22.6%	28.3%	25.6%	23.8%	27.5%
<b>Balance</b>						
Activos totales	2,260,839	2,259,004	2,243,736	2,053,484	1,723,380	1,518,144
Caja e inversiones corrientes	66,055	37,180	28,259	52,181	28,530	25,485
Deuda financiera Corto Plazo	136,365	189,019	285,463	244,270	192,200	199,900
Deuda financiera Largo Plazo	640,333	648,046	723,983	709,632	615,536	526,484
Deuda financiera subordinada	0	0	0	0	0	0
Deuda financiera total	776,698	837,065	1,009,446	953,902	807,736	726,384
Deuda financiera total con Equity Credit	776,698	837,065	1,009,446	953,902	807,736	726,384
Deuda fuera de Balance	67,143	79,143	132,143	109,073	106,520	80,792
Deuda ajustada total	843,843	916,208	1,141,589	1,062,975	914,256	807,176
Patrimonio Total	1,110,072	1,038,148	950,973	870,820	736,358	638,753
Capitalización ajustada	1,953,915	1,954,356	2,092,562	1,933,795	1,650,614	1,445,929
<b>Flujo de caja</b>						
Flujo de caja operativo (CFO)	189,038	272,974	174,956	242,994	223,277	112,436
Inversiones en Activos Fijos	-63,603	-39,893	-51,908	-110,662	-154,575	-147,418
Dividendos comunes	-48,918	-51,710	-55,114	-49,655	-41,700	-32,794
Flujo de caja libre (FCF)	76,517	181,371	67,934	82,677	27,002	-67,776
Ventas de Activo Fijo, Netas	54	54	9	81	259	70
Otras inversiones, neto	-81	-123	-2,373	-123	-18,954	-18,393
Variación neta de deuda	-133,592	-172,381	-89,492	-58,984	-5,262	14,658
Variación neta de capital	0	0	0	0	0	0
Variación de caja	-57,102	8,921	-23,922	23,651	3,045	-71,441
<b>Resultados</b>						
Ingresos	498,265	682,606	747,652	713,722	618,881	609,917
Variación de Ventas	-31.5%	-8.7%	4.8%	15.3%	1.5%	22.9%
Utilidad operativa (EBIT)	152,005	214,011	260,914	273,353	240,433	218,773
Gastos financieros	49,126	53,610	43,337	30,539	36,853	38,317
Alquileres (Derecho de Usufructo y Aporte Social)	3,949	3,949	3,949	3,949	3,949	3,949
Dividendos preferentes						
Resultado neto	82,503	129,729	131,504	181,456	137,568	127,423
<b>Información y ratios sectoriales</b>						
Producción de Energía (GWh. - COES)	5,497	7,807	8,182	7,172	7,098	7,719
Participación en el COES	11.1%	15.9%	17.3%	16.1%	17.0%	19.5%
<b>Vencimientos de Deuda de Largo Plazo</b>						
US\$ millones				2018	2019	2020
				43,516	127,604	161,183

EBITDA: Ut. Operativa (no incluye otros ingresos y egresos; sí incluye ingresos por alquiler cesión minera y a partir del 2009 incluye gastos por participación de trabajadores) + Deprec. + Amort. FFO: Resultado neto + Depreciación + 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 EFFF, según en cumplimiento de la regulación de la SMV. Los EFFF al 2010 se han reexpresado para fines comparativos. Los ejercicios anteriores no son comparables.

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

## ANTECEDENTES

Emisor:	ENGIE Energía Perú 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
Marc Verstraete**	Director
Fernando de la Flor Belaunde	Director
Dante Alejandro Dell'Elce	Director
Stefano Terranova	Director
Axel Leveque Nicolas	Director

\*Ocupó el cargo hasta el 25 de octubre 2018

\*\*Designado el 13 de noviembre 2018

## RELACIÓN DE EJECUTIVOS

Hendrik De Buyserie	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

\*Ocupó el cargo hasta el 9 de noviembre 2018

## RELACIÓN DE ACCIONISTAS (al 30 de setiembre 2018)

International Power S.A. (antes Suez Tractebel)	61.77%
RI – FONDO 2	7.30%
IN – FONDO 2	7.03%
PF – FONDO 2	5.00%
RI – FONDO 2	4.12%
Otros accionistas (<4%)	14.77%



## 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 0.3% 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.