

# Red de Energía del Perú S.A. – (REP)

## Informe Trimestral

### Clasificación

Tipo Instrumento	Clasificación Actual	Clasificación Anterior	Fecha Cambio
Bonos Corporativos	AAA (pe)	AAA (pe)	
Papeles Comerciales	CP-1+(pe)	CP-1+(pe)	

Información financiera no auditada a setiembre 2018

Clasificación otorgada en Comité de fecha 30/11/2018 y 14/05/2018.

### Perspectiva

Estable

### Indicadores Financieros

Indicadores Financieros (Cifras en miles de US\$)	12m Set18*	dic-17	dic-16
Ingresos	156,287	144,632	136,963
EBITDA	109,679	100,974	92,702
Flujo de Caja Operativo (CFO)	69,261	63,991	54,628
Deuda Financiera Total	212,476	220,620	224,742
Caja y valores	20,655	16,516	12,954
Deuda Financiera / EBITDA	1.94	2.18	2.42
Deuda Financiera Neta / EBITDA	1.75	2.02	2.28
EBITDA / Gastos Financieros	8.90	7.41	5.97

Fuente: REP

\*Información financiera a setiembre 2018 + diciembre 2017 - setiembre 2017

### Metodologías Aplicadas

Metodología Maestra de Clasificación de Empresas no Financieras de 01-2017.

### 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 asignadas se fundamentan en la estabilidad de los ingresos de la Empresa y su adecuado nivel de capitalización. Alrededor del 90% de los ingresos por servicios de transmisión de REP está garantizado por el Estado y el resto se genera a través de contratos con terceros por servicios de largo plazo, por lo que la Empresa no enfrenta riesgos relacionados a precios ni a demanda.

Además, si bien sus posibilidades de crecimiento están acotadas por lo estipulado en el Contrato de Concesión, la expansión de la demanda de energía le ha permitido obtener mayores ingresos por ampliaciones y servicios a terceros. Asimismo, se prevé que sus ingresos continúen creciendo, debido a las ampliaciones que se encuentran en ejecución y las que se implementarán en los próximos años.

La Empresa sólo suele tomar deuda adicional para financiar inversiones significativas, debido a que su flujo de caja operativo le permite financiar su *capex* de mantenimiento y capital de trabajo. Así, la deuda financiera de REP, a setiembre 2018, se compuso de bonos corporativos (67.7%), dos préstamos bancarios (32.1%) y un contrato de arrendamiento financiero (0.2%), y ascendió a US\$211.9 millones, 3.9% por debajo de la registrada al cierre del 2017.

Es importante mencionar que los ingresos de los últimos 12 meses terminados en setiembre 2018 aumentaron en 8.1% respecto a lo generado durante el 2017, por ajustes tarifarios; mientras que los costos de los servicios aumentaron en 3.8%; lo que provocó un incremento del margen bruto. Gracias al incremento del margen, el EBITDA aumentó en 8.6% respecto al 2017.

Debido al menor gasto financiero, y a la mayor generación de EBITDA, el nivel de cobertura de los gastos financieros de REP (EBITDA/gastos financieros) aumentó de 7.4x, en el 2017, a 8.9x en setiembre 2018. Además, la empresa redujo el nivel de apalancamiento financiero de 2.2x en el 2017, a 1.9x, manteniendo una flexibilidad financiera y cobertura adecuadas.

Cabe mencionar que, conociendo la intención de REP de levantar las garantías que respaldan sus emisiones de bonos, Apoyo & Asociados (A&A) considera que las clasificaciones de riesgo no sufrirían impacto alguno, ya que éstas se sustentan en los puntos mencionados anteriormente, además de reconocer la sólida posición que tiene REP en el mercado como el segundo operador del sistema de transmisión más grande del país, en una industria con altas barreras de entrada, lo cual permite asegurar la continuidad de sus operaciones.

Adicionalmente, cuenta con el *expertise* y el *know how* de sus accionistas, de manera que logra obtener sinergias y eficiencias importantes, incluso con otras empresas del grupo

### **¿Qué podría gatillar la clasificación?**

Los factores que podrían impactar en la clasificación de riesgo de REP son: un incremento significativo y sostenido del nivel de apalancamiento y una reducción en la capacidad de refinanciamiento de la Compañía, los cuales tendrían un impacto importante en el perfil crediticio de la Compañía, así como en su flexibilidad financiera.

## v **Acontecimientos Recientes**

Durante la Junta Universal con fecha 18 de setiembre del 2018, se aprobó el Cuarto Programa de Emisión de Bonos Corporativos REP, por un total de hasta US\$600 millones, o su equivalente en soles.

Con fecha 20 de setiembre del 2018, Red de Energía del Perú ganó el derecho del diseño, financiamiento, construcción, operación y mantenimiento de la ampliación N°20. Se calcula que el costo de inversión es aproximadamente US\$20 millones, y tiene como plazo la suscripción del contrato de Concesión ETECEN-ETESUR (2032).

## ■ **Perfil**

Red de Energía del Perú (REP) es el segundo transportador de energía eléctrica en el Perú. Su área de concesión abarca 49 subestaciones y 6,352 km de circuitos de 220, 138 y 60 kV, que recorren los 19 departamentos del país, e incluyen una interconexión con Ecuador.

REP se creó en julio del 2002, con el fin de operar y explotar las líneas de transmisión que estaban en manos de las estatales ETECEN y ETESUR, luego de que ISA se adjudicase la concesión de dichas líneas por 30 años, con una oferta de US\$287 millones.

El Contrato de Concesión se firmó el 5 de setiembre del 2002, el cual le asegura a REP una remuneración anual garantizada (RAG) y le permite solicitar el restablecimiento del equilibrio económico cuando se vea afectado por cambios en las leyes o por actos del gobierno.

Asimismo, establece las causales de resolución y caducidad de la Concesión. En caso se declare la caducidad del contrato, se han establecido mecanismos para darle prelación a las deudas laborales y a la deuda garantizada (en este orden) sobre el monto que se le pagaría y/o indemnizaría a REP, mientras que la compensación económica será equivalente, en el peor de los casos, al valor contable neto del intangible de la empresa.

Los accionistas de REP son Grupos colombianos de larga trayectoria en el negocio de transmisión eléctrica, Interconexión Eléctrica SA ESP (ISA) y el Grupo Energía Bogotá S.A.E.S.P (GEB). Grupo ISA es uno de los mayores transportadores internacionales de electricidad en América Latina, con aproximadamente 42,000 km de circuitos de alta tensión.

ISA cuenta con una importante presencia en Colombia, Brasil, Chile, Perú y Bolivia, entre otros; además de ser un jugador de creciente importancia en Centroamérica.

ISA Matriz cuenta con una clasificación local de AAA(col) por FitchRatings y clasificaciones internacionales por

FitchRatings de BBB+, Standard & Poor's de BBB y de Moody's por Baa2.

Por otro lado, se realizó la separación del doble rol de ISA en una matriz centrada en temas estratégicos de carácter corporativo (ISA) y una filial que aproveche y optimice las capacidades existentes para dedicarlas al transporte de energía (INTERCOLOMBIA). Esta nueva filial de ISA inició operaciones comerciales el 2 de enero del 2014.

El Grupo Energía Bogotá S.A.E.S.P -GEB (clasificación local de AAA(col) y clasificación internacional de BBB por FitchRatings, BBB- por Standard & Poor's y Baa2 por Moody's), tiene participación en importantes empresas colombianas involucradas en el sector eléctrico e hidrocarburos.

Actualmente, GEB tiene presencia internacional en: Perú, Brasil y Guatemala, así como una fuerte perspectiva de crecimiento en otros países de la región.

En el Perú, GEB y su filial, Transportadora de Gas del Interior, se adjudicaron, en abril del 2008, la concesión para transportar y distribuir gas natural en el departamento de Ica – Perú.

Por otro lado, desde inicios del 2011, GEB tiene 60% del accionariado de Gas Natural de Lima y Callao S.A. (Cálidda), así como el 15.6% del accionariado de Promigas (accionista de Cálidda) por lo que GEB controla directa e indirectamente el 66.24% de Cálidda.

Desde el 2006, ISA y GEB son además accionistas de Consorcio Transmantaro (CTM), la primera empresa transmisora en el Perú. Actualmente, REP está a cargo de los servicios de gerenciamiento, operación y mantenimiento, provisión de materiales y disponibilidad de activos de CTM.

Adicionalmente, con el objetivo de realizar las actividades relacionadas a la construcción de nuevos proyectos, en diciembre 2007, el Grupo ISA creó la filial Proyectos de Infraestructura de Perú (PDI), la cual podría darle mayor flexibilidad financiera a REP y CTM. Con todo esto, los accionistas vienen consolidando su posición en el mercado local.

## ■ **Estrategia**

La estrategia de REP se centra en la generación de valor con énfasis en un mayor crecimiento y excelencia operativa a partir de los siguientes factores: i) la mejora en la rentabilidad del negocio de transporte de energía eléctrica apalancándose en la optimización de los procesos asociados a la construcción, operación, mantenimiento y aprovisionamiento; y, (ii) la captura de oportunidades de crecimiento de rentabilidad sostenible.

Asimismo, desde la perspectiva financiera, busca asegurar los recursos financieros y mantener el nivel del margen operativo a través de la eficiencia en costos. De lo anterior, este último factor se relaciona con una adecuada estructura financiera, que le permita mantener la más alta calificación de riesgo local.

Por otro lado, en cuanto a productividad y eficiencia, se enfoca en gestionar sus activos tomando en cuenta estándares internacionales con el fin de promover la sostenibilidad del negocio.

Asimismo, bajo la estrategia de crecimiento, la empresa continúa desarrollando otras alternativas de negocio tales como: i) la concretización de nuevas ampliaciones a su concesión, en acuerdo con el Ministerio de Energía y Minas, ii) conexiones privadas por servicio de transmisión de largo plazo, iii) la prestación de los servicios de operación y mantenimiento de instalaciones de terceros; iv) otorgar facilidades de coubicación, derechos de vía.

Por otra parte, la estrategia de la compañía se complementa con la capacidad para establecer alianzas estratégicas de mediano y largo plazo con sus proveedores de construcción, operación y mantenimiento y así poder contar con los niveles de disponibilidad, confiabilidad y calidad establecidos por los reguladores y los clientes.

## ■ Sector de transmisión

La transmisión de energía se efectúa a través del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), que atraviesa el país de norte a sur, y los Sistemas Aislados (SSAA), los cuales no están interconectados al resto del sistema por dificultades geográficas.

El SEIN está dividido en cuatro sistemas de transmisión: Principal, Secundario, Garantizado y Complementario o SPT, SST, SGT y SCT, respectivamente. Los primeros dos fueron establecidos bajo la Ley de Concesiones Eléctricas. Posteriormente, y luego de que se detectaran algunas deficiencias y poco incentivo para invertir en el sector, el marco regulatorio para el segmento de transmisión sufrió diversas variaciones con un nuevo Decreto Ley (Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica). Con esta última se crearon los últimos dos sistemas (SGT y SCT).

Estos sistemas pueden calificarse como líneas principales, que son de uso común (a cargo de empresas concesionarias) y secundarias, que son de uso particular o individual (operadas de forma privada o por empresas concesionarias). El Sistema Principal corresponde a las líneas principales,

mientras que el Sistema Secundario, el Garantizado y el Complementario son parte de las líneas secundarias.

La transmisión es considerada un monopolio natural, debido a los altos costos de inversión y a las economías de escala involucradas en la instalación y desarrollo de redes, lo que se evidencia en las barreras naturales del negocio.

En consecuencia, el Estado debe encargarse de que los operadores del sistema de transmisión permitan el libre acceso a sus redes, no cobren precios monopólicos y busquen la mayor eficiencia en sus operaciones.

El OSINERGMIN está encargado de fijar las tarifas del Sistema Principal de Transmisión. Estas se calculan en función del costo total de transmisión, el cual se compone a su vez de: i) la anualidad del costo de inversión (Valor Nuevo de Reemplazo) de cada sistema; y, ii) sus costos de operación y mantenimiento.

Estos dos rubros se revisan y actualizan cada año por inflación y tipo de cambio y en el caso del Sistema Principal de Transmisión, el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) se actualiza cada cuatro años y los Costos de operación y mantenimiento cada seis años.

Con el objetivo de solucionar lo anterior y el problema de congestión y sobrecarga de las líneas de transmisión, la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (2006) introdujo medidas como: la creación de un Plan Nacional de Transmisión y la implementación de esquemas para garantizar la remuneración de los Sistemas Garantizados de Transmisión hasta por treinta años, para las nuevas líneas definidas en el mencionado Plan.

Además, en julio 2008, el Ministerio de Energía y Minas definió los lineamientos para el desarrollo eficiente de la transmisión eléctrica. Dichos lineamientos establecen que el desarrollo y planificación de la transmisión debe hacerse tomando en cuenta que el país requiere de una matriz energética diversificada, la cual asegure el abastecimiento confiable y oportuno de la demanda de energía. Además, se establece que el planeamiento de la transmisión debe convertirse en la herramienta básica para la expansión del SEIN.

Durante los últimos años, el sistema de transmisión de energía eléctrica nacional presentó problemas de congestión y sobrecarga. Esto se debió a que el desarrollo del parque de generación eléctrica se concentra en la zona centro del país, debido a la disponibilidad del gas natural, mientras que la demanda (cuyo nivel máximo en los últimos 12 meses terminados en setiembre 2018 creció en 2.1% respecto al 2017) se encuentra dispersa en todo el país.

Lo anterior generó que las líneas de transmisión que se dirigen al norte y al sur del país se sobrecarguen (y en algunos casos se congestionen) y que, por lo tanto, se presenten restricciones para la operación del SEIN.

Por otro lado, uno de los principales retos que enfrentan las empresas de transmisión es la obtención de los derechos de paso o servidumbres, ya que cada vez son más costosos y la negociación con los propietarios es más compleja.

El sistema eléctrico requiere de una red de transmisión más extensa y confiable. Por lo anterior, en abril del 2011, se aprobó el Primer Plan de Transmisión, con el objeto de desarrollar el Sistema Garantizado de Transmisión, tal como lo establece la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (2006).

Cabe mencionar que, en marzo del 2018, el COES emitió la propuesta de actualización del Plan de Transmisión (2019-2028). Este plan identifica los proyectos vinculantes (proyectos nuevos y refuerzos), cuyas actividades para su ejecución deben iniciarse durante el periodo de vigencia del Plan de Transmisión, el cual se define entre el 1ero. de enero del 2019 y el 31 de diciembre del 2020.

El COES-SINAC ha indicado que los proyectos considerados en el Plan Transitorio de Transmisión elaborado por el MINEM, permiten una operación del sistema de potencia que cumple con los criterios de desempeño establecidos por la normativa hasta el 2013.

Por lo anterior, el COES-SINAC ha recomendado la implementación de proyectos nuevos que asegurarán la confiabilidad del SEIN y desarrollarán más el Sistema Garantizado de Transmisión. Cabe mencionar que hace un especial énfasis en el Plan Vinculante para el 2024, el cual incluye proyectos en el norte (Enlace 220 kV Cajamarca – Cállic-Moyobamba), centro (Enlace 220 kV Chilca REP – Independencia) y sur (Enlace 220 kV Montalvo – Moquegua).

Asimismo, el COES-SINAC ha recomendado algunos proyectos de refuerzo para el periodo 2019-2028 como parte del Plan Robusto de este nuevo Plan de Transmisión. De esta forma, el Plan de Transmisión a largo plazo (2028) hace especial énfasis en la evolución del Sistema de Transmisión a 500 kV del SEIN a través del desarrollo de una estructura de transmisión troncal con dos ejes longitudinales (costa y selva alta) con el fin de brindar confiabilidad y capacidad para atender la demanda del sector, facilitar la conexión de la nueva oferta de generación y permitir interconexiones plenas a 500 kV hacia el eje Ecuador – Colombia, Brasil, Chile y Bolivia.

De acuerdo a dicha propuesta, se tiene en total una inversión estimada de US\$486 millones hasta el 2028, donde se enfatiza una mejora en la transmisión de la zona Norte del país, la cual reforzaría la interconexión con Ecuador, entre otros proyectos en el área Centro y Centro-Oriente del Perú.

No obstante, la gradual sobrecarga de la red eléctrica podría generar situaciones críticas en los próximos años, debido a los retrasos en la construcción de las líneas de transmisión, producto de conflictos sociales y medioambientales, así como por la falta de reglamentación de la Ley de Consulta Previa, implementada como parte de la política de inclusión social del Gobierno.

En los últimos años, la oposición social al desarrollo de proyectos mineros y energéticos ha sido creciente, lo que perjudica al abastecimiento de energía del país. Tal situación podría llevar a una sobrecarga de las líneas de transmisión, por lo que sería necesario generar energía a partir de centrales termoeléctricas más caras, lo que a su vez llevaría a un incremento en las tarifas eléctricas.

Es importante mencionar que, a pesar de contar con el Plan de Transmisión, las proyecciones hacia el 2022 de oferta, demanda y líneas de transmisión del COES, muestran que dicho desbalance se mantendrá en diversas zonas del país.

A setiembre 2018, OSINERGMIN ha reportado 11 contratos vigentes de concesión y ampliaciones de líneas de transmisión eléctrica en construcción con una inversión aproximada de US\$1,280 millones hasta el 2021.

Dicha inversión se traducirá en nuevas líneas de transmisión de alto voltaje (500 y 220kV) y reforzamientos en el sistema por un total de 2,120 km de recorrido, lo que permitirá atender la mayor demanda eléctrica del país y brindar mayor confiabilidad al sistema.

Por otro lado, en los últimos años, se han producido diversos hitos en el sector de transmisión, como por ejemplo:

Proyecto	Puesta en Operación
L.T. Mantaro - Socabaya (BOOT)	2000
L.T. 220kV Chilca - La Planicie - Zapallal L.T. 220kV Independencia - Ica	2011
L.T. 500kV Zapallal - Trujillo	2012
L.T. 220kV Talara - Piura	2013
L.T. 220kV Tintaya - Socabaya	2014
L.T. 500kV Trujillo - Chiclayo	2014
L.T. 220kV Machupicchu - Abancay - Cotaruse	2015
Ampliación N°15	2016
Ampliación N°16 L.T. 220kV Machupicchu - Quencoro - Onocora - Tintaya	
Ampliación N°13	2017
Ampliación N°17	
L.T. La Planicie - Industriales	
L.T. Carhuaquero - Moyobamba	
L.T. Mantaro - Montalvo	
L.T. 220kV Azángaro - Juliaca - Puno	2018

Fuente: CTM

Actualmente, existe una serie de proyectos en cartera de las empresas y de ProInversión (ampliaciones del sistema, refuerzos y nuevas concesiones), dentro de los cuales destacan: el Enlace 500 kV Mantaro-Nueva Yanango-Carapongo y Subestaciones Asociadas y el Enlace 500 kV Nueva Yanango-Nueva Huánuco y Subestaciones Asociadas, concesionadas a CTM, con una inversión estimada de US\$272 millones, las mismas que se preveen entrarán en operación comercial el último trimestre del 2021.

## ■ Operaciones

REP opera de acuerdo con los lineamientos y cláusulas del contrato de concesión que mantiene con el Estado peruano. Este contrato y sus adendas regulan la remuneración de la Empresa a cambio de la operación de la concesión, los negocios en los que REP puede incursionar y los pagos que debe realizar a su operador calificado, entre otros.

En la actualidad, aproximadamente el 90% de los ingresos percibidos por la Empresa corresponde a servicios de transmisión por contratos con el Estado, bajo el concepto de Remuneración Anual Garantizada - RAG, fijada inicialmente en US\$58.6 millones y actualizada anualmente por el índice *Finished Good Less Food and Energy*, y Remuneraciones Anuales por Ampliaciones - RAA, que en conjunto conforman la Remuneración Anual - RA.

Estas últimas fueron acordadas con el Estado ante la necesidad de realizar ampliaciones y mejoras en la concesión. A setiembre 2018, se registran 17 ampliaciones en operación comercial (Ampliación N°01 a la N°17), tres en construcción (Ampliación N°18, N°19 y N°20) y dos en negociación con el Estado (Ampliación N°21 y N°22).

Cabe mencionar que, entre el 2014 y el 2017, REP ha realizado ampliaciones en su sistema de transmisión con el

fin de atender el crecimiento de la demanda y evitar racionamientos de energía eléctrica.

Entre las principales se encuentra la puesta en operación comercial de la Ampliación N°12 y la Ampliación N°14, en febrero del 2014 y junio del 2015, respectivamente. Dichos proyectos demandaron una inversión conjunta de US\$32.3 millones.

Las ampliaciones (N°15 y N°16) entraron en operación comercial en enero del 2016, con una inversión total de US\$64.6 millones. Del mismo modo, las ampliaciones (N°13 y N°17) entraron recientemente en operación comercial en mayo del 2017, con una inversión total de US\$41.1 millones.

Por otro lado, se proyecta que de las ampliaciones en desarrollo (N°18, N°19 y N°20); las ampliaciones N°18 y N°19 entren en operación en el primer trimestre del 2019 (con una inversión conjunta estimada de US\$18.3 millones); y la ampliación N°20 entre en operación en agosto 2020 (con una inversión de US\$20.8 millones).

En cuanto a la RA, fue calculada en US\$146.8 millones para el periodo mayo 2018 – abril 2019 equivalente a 2.6x lo que inicialmente se estableció en el Contrato de Concesión).

Por otra parte, la Empresa recibe también ingresos correspondientes a servicios complementarios, los cuales han venido creciendo en importancia en los últimos años, permitiendo a la Compañía tener una fuente de ingresos adicional, distinta a los percibidos por concesiones del Estado.

Estos ingresos están constituidos por servicios adicionales de transmisión para sistemas secundarios, la operación y mantenimiento de líneas privadas y la cesión de derechos de vía y coubicación para el tendido de redes de fibra óptica, así como la prestación de servicios administrativos a terceros.

Los principales clientes de REP para la operación y mantenimiento de líneas son CTM e ISA Perú, mientras que en otros servicios cuentan con empresas de telecomunicaciones, transmisoras de energía, minería, entre otros.

A setiembre 2018, la disponibilidad de la red fue de 99.5%, similar a la registrada en los dos años previos, a pesar de las desconexiones realizadas para la ejecución de los proyectos de ampliación del sistema.

Por su parte, el número de fallas por cada 100 km, a setiembre 2018, se situó en 2.86 para las líneas de 138 kV (2.86 en el 2017) y 0.96 para las líneas de 220kV (0.74 en el 2016). Cabe señalar que el número de fallas por cada 100 km en líneas de 138kV y 220kV (principalmente producidas por descargas atmosféricas en el sur del país) están por

debajo del estándar internacional (<4.5 y <3.0, respectivamente).

## ■ Desempeño Financiero

Los ingresos de REP no están expuestos a riesgos de precio ni de demanda, ya que la mayor parte de los mismos están garantizados por el Estado (el Estado garantiza la asignación de la RAG a cada usuario de generación, mas no el pago de la misma) y el resto se encuentra respaldado con contratos privados de largo plazo.

Por otro lado, a pesar de que sus posibilidades de crecimiento se encuentran limitadas por el contrato de concesión, el aumento de la demanda de energía eléctrica y la necesidad de redes que soporten la electricidad comercializada, han permitido que la Empresa incremente sus ingresos a través de ampliaciones en el sistema de transmisión y los servicios prestados a terceros.

Durante los 12 meses terminados a setiembre 2018<sup>1</sup>, REP mostró un incremento de 8.1% en sus ingresos respecto al 2017, los mismos que ascendieron a US\$156.3 millones. Este incremento se debe al ajuste de tarifas de transmisión.

La Clasificadora espera que, con el año completo de operación de las ampliaciones que entraron durante el 2017 y 2018, se mantenga el incremento de los ingresos para el periodo 2019-2020. Entre estas ampliaciones, destaca el proyecto N°15, el cual, a setiembre 2018, ha significado una inversión de US\$56.8 millones.

Es importante destacar que no se han considerado los ingresos por servicios de construcción, ya que la compañía no margina por dicho servicio, y equivalen a los costos de construcción incurridos. Estos servicios son prestados, administrados y/o supervisados, por su relacionada Proyectos de Infraestructura del Perú (PDI) y por terceros, por lo tanto, no tienen efecto sobre el EBITDA.

Además, desde el 2003, su flujo de caja operativo neto (luego del pago de intereses) ha sido suficiente para cubrir las necesidades operativas. Debido a esto, REP solo necesita adquirir deuda para financiar inversiones.

Así, en el año móvil terminado a setiembre 2018, el EBITDA ascendió a US\$109.7 millones, 8.6% mayor a lo registrado durante el 2017. El margen EBITDA se ubicó en 70.2% (69.8% en el 2017), y se encuentra por encima del promedio de los últimos cinco años (65.9%). Este incremento se debe al mayor margen bruto.

<sup>1</sup> Los indicadores de flujo (estado de resultados y flujo de efectivo) de los doce meses terminados a setiembre 2018 se calculan como: setiembre 2018 + diciembre 2017 -

Por otro lado, la cobertura de gastos financieros a setiembre 2018, fue de 8.9x, por encima a la registrada a diciembre 2017 (7.4x), debido al incremento del EBITDA y a los menores gastos financieros. La Clasificadora considera que la compañía mantiene ratios holgados de cobertura.

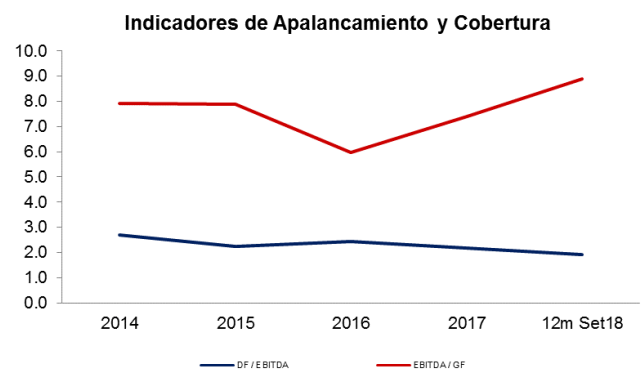
Finalmente, la utilidad neta generada en los 12 meses terminados a setiembre 2018 fue de US\$35.7 millones, creciendo respecto a los resultados del 2017, debido a los mayores ingresos producto de los ajustes tarifarios.

Así, en el año móvil de setiembre 2018, REP generó un flujo de caja operativo de US\$69.3 millones; el cual, sumado al saldo disponible de caja, permitió realizar inversiones en activo fijo por US\$2.8 millones y pagar dividendos por US\$40.0 millones. Además, gracias al incremento del flujo de caja operativo y a la menor inversión en Activos Fijos, la variación de caja de REP en el 2017 fue positiva en US\$2.3 millones.

## ■ Estructura de Capital

A setiembre 2018, el total de pasivos ascendió a US\$315.7 millones, 4.4% por debajo al total registrado a diciembre 2017. La deuda financiera de REP representó el 67.1% del total de pasivos, con un saldo de US\$218.2 millones, por debajo del cierre del 2017 (US\$220.6 millones).

Debido al menor saldo de deuda, se redujo el nivel de apalancamiento financiero respecto al 2017 (Deuda financiera / EBITDA) en 1.9x.



Actualmente, la deuda financiera de REP se compone principalmente de bonos corporativos (67.7%), dos préstamos bancarios (32.1%) y un contrato de arrendamiento financiero con Scotiabank Perú (0.2%).

setiembre 2017. Los indicadores de stock (balance general) son iguales a los de setiembre 2018.

Por su parte, el vencimiento corriente representa el 34.4% de la deuda de la Compañía a setiembre 2018, manteniéndose respecto a diciembre 2017. Anteriormente, estos indicadores de concentración de la deuda en el corto plazo disminuyeron, debido al vencimiento natural de los bonos emitidos.

A setiembre 2018, el pasivo representó el 62.8% del activo y mostró un adecuado nivel de capitalización (Deuda ajustada total / Capitalización ajustada) de 53.8%, en línea a diciembre 2017 (53.8%) y al promedio de los últimos cinco años (53.9%).

Por otro lado, en la Junta General de Accionistas realizada en marzo del 2018, se acordó distribuir dividendos a los accionistas por US\$40.0 millones correspondientes al ejercicio 2017, los cuales fueron pagados en el primer semestre del 2018.

Se debe tener presente que la Empresa no está expuesta al riesgo de tipo de cambio ya que posee contratos derivados de cobertura (*Cross currency swap*) para cada una de las emisiones en soles.

Asimismo, el riesgo de tasa de interés que enfrenta REP se debe a la porción de deuda en tasa variable (0.5%), la misma que ha venido disminuyendo respecto a periodos anteriores (3.8% en el 2014, 3.1% en el 2015, 1.9% en el 2016 y 1.1% en el 2017).

## ■ Características de los Instrumentos

### Segundo Programa de Bonos Corporativos

El Segundo Programa de Bonos Corporativos, hasta por US\$150 millones, fue aprobado por CONASEV (hoy Superintendencia de Mercado de Valores - SMV) en enero 2007.

Emisión	Monto en Mill.	Fecha de emisión	Plazo (años)	Tasa	Amortiz.
4ta-A	US\$21.5 MM	dic-07	12	Libor 3M + 0.75%	Trimestral
20ma-A	US\$38 MM	ene-11	15	6.50%	Bullet

Fuente: REP

Cabe mencionar que, en noviembre del 2013, mediante Asamblea General de Obligacionistas del Segundo programa, se acordó modificar el Contrato Marco del mismo con el fin de homologar los resguardos financieros ante la emisión del Tercer Programa de Bonos Corporativos ya que este último no establece el cumplimiento de ratios financieros.

### Tercer Programa de Bonos Corporativos

En Junta General de Accionistas del 20 de marzo del 2012, se aprobó el Tercer Programa de Bonos Corporativos de REP hasta por US\$250 millones, cuyo plazo inicial fue de dos años y se renovó por dos años adicionales.

Los bonos se emitieron en cuatro emisiones y éstas, a su vez, en una o más series. El plazo, tipo de amortización, tasa de interés y opción de rescate, fueron definidos en los Contratos Complementarios de cada emisión.

Los recursos fueron destinados a financiar el desarrollo de los proyectos de ampliación acordados con el MINEM, lo que incluyó la refinanciación de contratos de préstamo que hayan calificado como deuda garantizada.

Cabe mencionar que para este programa de bonos no se establecieron resguardos financieros, lo que provocó que se homologaran las condiciones del Segundo Programa respecto a los resguardos financieros como se mencionó anteriormente.

### Emisiones

Las características de las emisiones se encuentran a continuación:

Emisión	Monto en Mill.	Fecha de emisión	Plazo (años)	Tasa	Amortiz.
4ta	US\$40 MM	oct-12	19	5.88%	Bullet
1ra-A	S/.104 MM	nov-12	10	5.38%	Bullet
1ra-B	S/.77.3 MM	feb-13	10	5.13%	Bullet
7ma-A	US\$20.0 MM	jul-14	7	3.75%	Semestral

Fuente: REP

De las cuatro emisiones vigentes, tres se amortizarán en una sola cuota al vencimiento (*bullet*), mientras que la séptima emisión es amortizable. Todas las emisiones vigentes cuentan con tasas de interés fija y opción de rescate a partir del pago de la cuarta cuota semestral, salvo por la cuarta emisión, que no tendrá opción de rescate.

Para las demás emisiones, el precio a pagar por realizar dicha opción será el precio limpio del 100.50% y en caso se ejecute, se proveerá un trato equitativo a todos los titulares de los bonos de la emisión y/o de la serie que corresponda.

Adicionalmente, en cuanto a la cuarta emisión, ésta deberá vencer por lo menos un año y seis meses antes del vencimiento de la concesión otorgada por el Estado (setiembre 2032). El detalle de las emisiones vigentes se muestra en el siguiente cuadro:

### Garantías

Los titulares de bonos cuentan con las siguientes garantías:

- Primera y preferente hipoteca sobre el derecho de Concesión del sistema de transmisión y activos concesionados.

### Primer Programa de Emisión de Papeles Comerciales

Considerando los proyectos que la Empresa se encuentra desarrollando actualmente, así como las necesidades de



corto plazo que presenta, en Junta General de Accionistas se aprobó el Primer Programa de Emisión de Papeles Comerciales de REP, con la finalidad de ampliar y flexibilizar las fuentes de financiamiento de la empresa.

Dentro de las características del programa, se incluyen las siguientes:

- Monto: hasta un máximo de US\$70 millones (o su equivalente en Soles)
- Plazo: hasta un año
- Amortización: *bullet*

Cabe señalar que los instrumentos emitidos bajo este programa no contarán con garantías específicas. Las características propias de cada emisión se encontrarán en los Prospectos y Contratos Complementarios respectivos.

A la fecha de realización del presente informe, no se tienen emisiones vigentes bajo este programa.

**Resumen Financiero - Red de Energía del Perú S.A.**  
(Cifras en miles de dólares)

	12m Set18*	dic-17	dic-16	dic-15	dic-14	dic-13
<b>Rentabilidad</b>						
EBITDA	109,679	100,974	92,702	93,449	83,499	74,232
Mg. EBITDA	70.2%	69.8%	67.7%	67.6%	63.9%	60.3%
(FFO + Cargos fijos) / Capitalización ajustada	10.6%	20.3%	19.2%	19.1%	16.7%	17.0%
FCF / Ingresos	17.0%	3.6%	-11.9%	-9.2%	-17.3%	-49.1%
ROE	19.0%	15.5%	15.3%	19.4%	16.9%	8.9%
<b>Cobertura</b>						
EBITDA / Gastos financieros	8.90	7.41	5.97	7.88	7.91	5.59
EBITDA / Servicio de deuda	1.29	1.13	1.51	2.50	5.25	3.98
FCF / Servicio de deuda	0.31	0.19	-0.02	-0.02	-0.82	-2.63
CFO / Inversión en Activo Fijo	25.01	3.40	1.67	1.28	0.83	1.86
(EBITDA + caja) / Servicio de deuda	1.53	1.31	1.72	2.89	7.24	6.60
<b>Estructura de capital y endeudamiento</b>						
Deuda financiera total / EBITDA	1.94	2.18	2.42	2.23	2.68	2.88
Deuda financiera neta / EBITDA	1.75	2.02	2.28	2.07	2.30	2.22
Costo de financiamiento estimado	5.6%	6.1%	7.2%	5.5%	4.8%	5.8%
Deuda financiera CP / Deuda financiera total	34.3%	34.4%	20.5%	12.3%	2.4%	2.5%
Deuda ajustada total / Capitalización ajustada	53.8%	53.8%	54.8%	51.4%	54.4%	55.1%
<b>Balance</b>						
Activos totales	503,062	516,384	526,718	522,693	519,508	498,422
Caja e inversiones corrientes	20,655	16,516	12,954	14,403	31,683	48,774
Deuda financiera Corto Plazo	72,793	75,887	45,993	25,520	5,355	5,355
Deuda financiera Largo Plazo	139,683	144,733	178,749	182,666	218,723	208,228
Deuda financiera total	212,476	220,620	224,742	208,186	224,077	213,583
Deuda fuera de Balance	5,712	5,874	17,836	5,329	6,217	5,344
Deuda ajustada total	218,188	226,495	242,578	213,516	230,294	218,927
Patrimonio Total	187,348	194,790	199,719	201,695	193,198	178,573
Capitalización ajustada	405,536	421,285	442,297	415,210	423,492	397,500
<b>Flujo de caja</b>						
Flujo de caja operativo (CFO)	69,261	63,991	54,628	61,180	42,893	42,373
Inversiones en Activos Fijos	(2,769)	(18,817)	(32,685)	(47,858)	(51,489)	(22,793)
Dividendos comunes	(40,000)	(40,000)	(38,212)	(26,000)	(14,000)	(80,000)
Flujo de caja libre (FCF)	26,492	5,174	(16,269)	(12,678)	(22,595)	(60,420)
Ventas de Activo Fijo	(112)	474	146	-	-	-
Otras inversiones, neto	(1,383)	-	(309)	4,152	(9,141)	120,000
Variación neta de deuda	123	(3,420)	(29,520)	(13,755)	14,645	(50,315)
Variación neta de capital	-	-	-	-	-	-
Otros financiamientos, netos	(11,178)	-	44,000	5,000	-	25,000
Variación de caja	13,941	2,227	(1,952)	(17,281)	(17,091)	34,265
<b>Resultados</b>						
Ingresos	156,287	144,632	136,963	138,228	130,636	123,031
Variación de Ventas	7.8%	5.6%	-0.9%	5.8%	6.2%	9.7%
Utilidad operativa (EBIT)	66,154	58,065	53,235	63,964	53,778	37,256
Gastos financieros	(12,329)	(13,628)	(15,516)	(11,858)	(10,550)	(13,274)
Resultado neto	35,738	30,665	30,036	38,212	31,407	19,081
<b>Vencimientos de Deuda (Setiembre 2018)</b>				<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022+</b>
<b>US\$ Millones</b>				3,333	3,333	133,017

Los indicadores de flujo (estado de resultados y flujo de efectivo) de los doce meses terminados a setiembre 2018 se calculan como: setiembre 2018 + diciembre 2017 - setiembre 2017. Los indicadores de stock (balance general) son iguales a los de setiembre 2018

EBITDA: Utilidad operativa + gastos de depreciación y amortización + provisión por reemplazos y mantenimiento

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

Inversión en activos fijos: compra de maquinaria y equipos + adquisición de intangibles

Adquisiciones y Ventas de Activo Fijo, Netas: Inversión en activos fijos - venta de maquinaria y equipo - venta intangibles

Costo de financiamiento estimado= Gastos financieros / Promedio (deuda financiera total t + deuda financiera total t-1)

\* 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

## **ANTECEDENTES**

Emisor:	Red de Energía del Perú S.A.
Domicilio legal:	Av. Juan de Arona N°720. Ofic. 601 San Isidro, Lima-Perú
RUC:	20504645046
Teléfono:	(511) 712 6600
Fax:	(511) 712 6850

## **RELACIÓN DE DIRECTORES**

Bernardo Vargas Gibsone	Presidente
Rafael Simon Herz Stenberg	Vicepresidente
Camilo Zea Gómez	Director
Guido A. Nule Amín	Director
Ernesto Moreno Restrepo	Director
Brenda Rodríguez Tovar	Director Alterno
César Ramírez Rojas	Director Alterno
Carlos Rodríguez López	Director Alterno
Miguel Mejía Uribe	Director Alterno
Leonardo Garnica Eljaiek	Director Alterno

## **RELACIÓN DE EJECUTIVOS**

Carlos Mario Caro Sánchez	Gerente General
Jorge Güimac Dávila	Gerente de Proyectos
José Iván Jaramillo Vallejo	Gerente de Finanzas
Johnny Taipe Granda	Gerente de Desarrollo de Negocios
Alberto Muñante Aquije	Gerente de Operaciones
María del Pilar Villacorta Saroli	Gerente de Administración
Luis Enrique Olivos Roman	Contralor

## **RELACIÓN DE ACCIONISTAS**

Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	40%
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	30%
TranSelca S.A. E.S.P.	30%

## 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 **Red de Energía del Perú S.A.A (REP)**:

<u>Instrumento</u>	<u>Clasificación*</u>
<b>Segundo Programa de Bonos de REP</b>	<b>Categoría AAA (pe)</b>
<b>Tercer Programa de Bonos de REP</b>	<b>Categoría AAA (pe)</b>
<b>Primer Programa de Emisión de Papeles Comerciales REP</b> <i>(Hasta por un monto máximo de US\$70 millones o su equivalente en Soles)</i>	<b>Categoría CP-1+ (pe)</b>
<b>Perspectiva</b>	<b>Estable</b>

### Definiciones Financieras

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 CP-1 (pe): Corresponde a la más alta capacidad de pago oportuno de sus obligaciones financieras reflejando el más bajo riesgo crediticio.

( + ) 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 0.0% 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.