

Red de Energía del Perú S.A. – (REP)

Informe Semestral

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 junio 2017.

Clasificación otorgada en Comité de fecha 30/10/2017 y 29/05/201.

Perspectiva

Estable

Indicadores Financieros

Indicadores Financieros (Cifras en miles de US\$)	12m Jun17	dic-16	dic-15
Ingresos	139,130	136,963	138,228
EBITDA	94,443	92,702	93,449
Flujo de Caja Operativo (CFO)	78,605	54,628	61,180
Deuda Financiera Total	263,446	224,742	208,186
Caja y valores	24,773	12,954	14,403
Deuda Financiera / EBITDA	2.79	2.42	2.23
Deuda Financiera Neta / EBITDA	2.53	2.28	2.07
EBITDA / Gastos Financieros	6.10	5.97	7.88

Fuente: REP

Metodologías Aplicadas

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

Analistas

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

Sandra Guedes
(511) 444 5588
sandra.guedes@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 85% 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.

Anteriormente, la Empresa sólo había tomado 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 junio 2017, se compuso de bonos corporativos (69.2%), dos préstamos bancarios (30.4%) y dos contratos de arrendamiento financiero (0.4%), y ascendió a US\$263.4 millones, 17.2% por encima de la registrada al cierre del 2016. El incremento de la deuda de corto plazo se destinó a cubrir necesidades de flujo de caja, a la fecha de elaboración de este informe, se habría cancelado uno de los préstamos por US\$40 millones.

Es importante mencionar que, en los doce meses terminados a junio 2017, los ingresos aumentaron en 1.6% respecto a lo generado durante el 2016; mientras que los costos de los servicios aumentaron en 3.0%, por la entrada de operación de dos ampliaciones en mayo del 2017 y la mayor provisión por mantenimiento mayor en el primer semestre, lo que provocó una caída del margen bruto. Sin embargo, debido a la mayor depreciación y amortización El EBITDA creció en 1.9% respecto al 2016.

Debido a que los gastos financieros se mantuvieron respecto al 2016, el nivel de cobertura de los gastos financieros de REP (EBITDA/gastos financieros) aumentó ligeramente de 6.0x, en el 2016, a 6.1x en los doce meses terminados a junio 2017. Por otro lado, el mayor saldo de deuda aumentó el nivel de apalancamiento financiero (2.8x versus 2.4x en el 2016). Sin embargo, la empresa mantiene una flexibilidad financiera y cobertura adecuada.

Finalmente, la clasificación reconoce la sólida posición que tiene REP en el mercado como el 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.

■ Perfil

Red de Energía del Perú (REP) es el mayor transportador de energía eléctrica en el Perú. Su área de concesión abarca 49 subestaciones y 6,318 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 Empresa de Energía de Bogotá (EEB). 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 de 2014.

Empresa de Energía de Bogotá S.A. - EEB (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, EEB tiene presencia internacional en: Perú, Brasil y Guatemala, así como una fuerte perspectiva de crecimiento en otros países de la región.

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

Por otro lado, desde inicios del 2011, EEB 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 EEB controla directa e indirectamente el 66.24% de Cálidda.

Desde el 2006, ISA y EEB son además accionistas de Consorcio Transmantaro (CTM), la segunda 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 red de transmisión en el Perú está dividida 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).

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 a junio 2017 creció en 6.0% respecto al primer semestre del 2016) 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 diciembre del 2016, el Ministerio de Energía y Minas aprobó la actualización del Plan de Transmisión (2017-2026). Dicho plan presenta los proyectos a implementarse que contribuirán a asegurar el abastecimiento confiable y oportuno de la demanda de energía, considerando los problemas actuales por congestión y sobrecarga de líneas.

De acuerdo al informe, se tiene en total una inversión estimada de US\$750 millones hasta el 2026, 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 año 2022 de oferta, demanda y líneas de transmisión del COES, muestran que dicho desbalance se mantendrá en diversas zonas del país.

OSINERGMIN ha reportado 14 contratos vigentes de concesión y ampliaciones de líneas de transmisión eléctrica en construcción con una inversión aproximada de US\$1,231 millones hasta el 2019. Dicha inversión se traducirá en nuevas líneas de transmisión de alto voltaje (500 y 220kV) y reforzamientos en el sistema por un total de 2,577 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	2000
L.T. 220kV Chilca - La Planicie - Zapallal	2011
L.T. 220kV Independencia - Ica	
L.T. 500kV Zapallal - Trujillo	2012
L.T. 220kV Talara - Piura	2013
L.T. 220kV Tintaya - Socabaya	2014
L.T. 500kV Trujillo - Chiclayo	
L.T. 220kV Machupicchu - Abancay - Cotaruse	2015
Ampliación N°15	
Ampliación N°16	2016
L.T. 220 kV Machupicchu-Quencoro-Onocora-Tintaya	
Ampliación N°13	2017
Ampliación N°17	

Fuente: Osinergmin

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 destaca la L.T. 500kV. Mantaro – Montalvo adjudicadas a ISA y concesionadas a CTM, con una inversión estimada de US\$447 millones, la cual entrará en operación comercial el último trimestre del 2017.

■ 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 85% 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 junio 2017, se registran 17 ampliaciones en operación comercial (Ampliación N°01 a la N°17), dos en construcción (Ampliación N°18 y N°19) y dos en negociación con el Estado (Ampliación N°20 y N°21). Las ampliaciones N°13 y N°17 entraron en operación en mayo del 2017.

Cabe mencionar que, entre el 2014 y el primer semestre del 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 las ampliaciones en desarrollo (N°18 y N°19) se sumen al grupo en operación en el primer trimestre del 2019. La inversión conjunta estimada para estos dos proyectos es de US\$18.3 millones.

En cuanto a la RA, fue calculada en US\$135.5 millones para el periodo mayo 2017 – abril 2018 (equivalente a 2.4x 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, ISA Perú, Edelnor, entre otros, además de algunas generadoras de electricidad y empresas mineras.

A junio 2017, 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 junio 2017, se situó en 3.47 para las líneas de 138 kV (3.71 en el 2016) y 0.82 para las líneas de 220kV (0.84 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, respectivamente).

■ Temas Regulatorios

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 sistema está compuesto por 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).

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 anualmente.

Lo anterior hace que las tarifas de transmisión sean inestables para aquellas empresas que no cuentan con esquemas de remuneración garantizada, además de desincentivar el ingreso de nuevas inversiones, caso que no se aplica para REP ya que cuenta con un contrato de concesión de activos con una remuneración garantizada.

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 definió los lineamientos para el desarrollo eficiente de la transmisión eléctrica. Dichos lineamientos establecen que el desarrollo y la planificación de la transmisión deben 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.

En abril del 2011, se publicó el Primer Plan de Transmisión, y en setiembre del 2016, el COES emitió la actualización del Plan de Transmisión (2017-2026). 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 2017 y el 31 de diciembre del 2018.

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 2022, el cual enfatiza el reforzamiento de la transmisión en la zona Norte del país mediante la implementación de la línea en 500 kV La Niña – Piura, como adelanto del reforzamiento de la interconexión con Ecuador.

Asimismo, el COES-SINAC ha recomendado algunos proyectos de refuerzo para el periodo 2017-2022 como parte del Plan Robusto de este nuevo Plan de Transmisión. De esta forma, el Plan de Transmisión de Largo Plazo (2026) 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) con el fin de brindar confiabilidad y capacidad para atender la demanda del sector y facilitar la conexión de la nueva oferta de generación, y se señala la expansión del sistema de 500 kV: L.T. Nueva Huánuco – Tocache – Celendín – Trujillo y L.T. Nueva Huánuco – Paramonga, con el fin de atender la demanda de la zona de Cajamarca y la conexión de proyectos de generación de la cuenca del río Marañón.

■ 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.

A junio 2017, REP mostró un incremento de 1.6% en sus ingresos, los mismos que ascendieron a US\$139.1 millones en los últimos 12 meses. Este incremento se debe al ajuste de tarifas de transmisión y a los mayores ingresos relacionados a la transmisión de energía con clientes privados.

La Clasificadora espera, para el periodo 2017-2018, que se mantenga el incremento en los ingresos gracias a la puesta en servicio de las dos ampliaciones ya mencionadas. Principalmente, el mayor crecimiento vendrá por parte del proyecto N°15, el cual, a junio 2017, ha significado una inversión de US\$58.6 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 los últimos doce meses terminados en junio 2017, el EBITDA ascendió a US\$94.4 millones, 0.2% mayor a lo registrado durante el 2016. El margen EBITDA, aumentó ligeramente de 67.7% a 67.9% en diciembre 2016 y al año móvil a junio 2017, respectivamente. Los márgenes se encuentran por encima al promedio de los últimos cinco años (63.9%).

Por otro lado, la cobertura de gastos financieros al cierre del primer semestre del 2017, fue de 6.10, por encima a la registrada a diciembre 2016 (6.0x), debido al ligero incremento del EBITDA explicado anteriormente. La Clasificadora considera que la compañía mantiene ratios holgados de cobertura.

Finalmente, la utilidad neta generada en el año móvil a junio 2017 fue de US\$29.4 millones, menor a los resultados del 2016 (US\$30.0 millones), debido principalmente al mayor nivel de costos operativos, relacionado a la entrada en operación de dos ampliaciones en el primer semestre del año y a la mayor depreciación y amortización producto de las ampliaciones que han iniciado operación comercial, y al incremento de los gastos financieros ya mencionados.

Así, en los doce meses terminados en junio 2017, REP generó un flujo de caja operativo de US\$78.6 millones; el cual, sumado al saldo disponible de caja, permitió realizar inversiones en activo fijo por US\$36.1 millones y pagar dividendos por US\$38.2 millones.

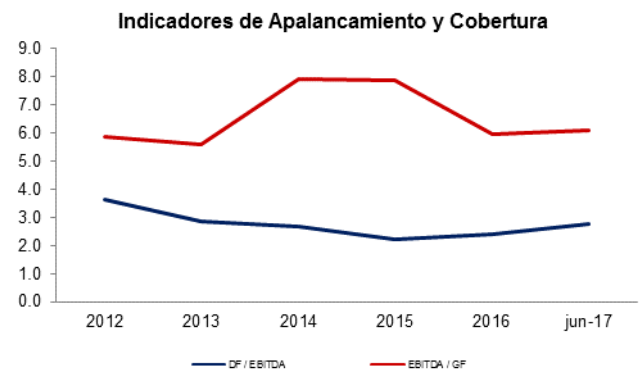
Cabe mencionar que, en el mismo periodo, se registró un incremento de deuda US\$30,4 millones, el cual se destinó a cubrir las necesidades de flujo de caja. Sin embargo, a la fecha de elaboración del informe se había cancelado uno de

los préstamos bancarios por un valor de US \$40 millones. Producto de lo anterior, la variación de caja de REP en el primer semestre del 2017 fue positiva en US\$18.6 millones.

■ Estructura de Capital

A junio 2017, el total de pasivos ascendió a US\$361.1 millones, superior en 10.4% al total registrado a diciembre 2016. La deuda financiera de REP representó el 73.0% del total de pasivos, con un saldo de US\$263.5 millones, por encima del cierre del 2016 (US\$224.7 millones), por el incremento del monto del préstamo bancario.

Debido al incremento del saldo de deuda, se incrementó el apalancamiento financiero (Deuda financiera / EBITDA), de 2.4x (diciembre 2016) a 2.9x (junio 2017).



Actualmente, la deuda financiera de REP se compone principalmente de bonos corporativos (69.2%), dos préstamos bancarios con Scotiabank Perú (30.4%) y dos contratos de arrendamiento financiero con Scotiabank Perú (0.4%). Por su parte, el vencimiento corriente representa el 40.2% de la deuda de la Compañía a junio 2017, por encima del 20.4% a diciembre 2016. Anteriormente, estos indicadores de concentración de la deuda en el corto plazo disminuyeron, debido al vencimiento natural de los bonos emitidos.

A junio 2017, el pasivo representó el 67.0% del activo y mostró un adecuado nivel de capitalización (Deuda ajustada total / Capitalización ajustada) de 59.7%, por encima de diciembre 2016 (54.8%), y al promedio de los últimos cinco años (52.3%).

Por otro lado, en la Junta General de Accionistas realizada en marzo del 2017, se acordó distribuir dividendos a los accionistas por US\$40.0 millones correspondientes al ejercicio 2016, los cuales fueron pagados en el primer semestre del 2017.

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 (2.5%), 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).

■ 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. A junio 2017, se encuentran vigentes las siguientes emisiones:

Segundo Programa de Bonos Corporativos					
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
17ma-A	US\$20 MM	ene-11	7	5.75%	Bullet
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:

Emisiones del Tercer Programa de Bonos - REP

Emisión	Monto máximo	Moneda	Plazo
1	US\$80 MM o equiv.	Soles	10 años
2	US\$80 MM o equiv.	Soles	13 años
3	US\$80 MM o equiv.	Dólares	5 años
4	US\$40 MM o equiv.	Dólares	18.5 años
5	US\$80 MM o equiv.	Dólares	10 años
6	US\$80 MM o equiv.	Dólares	7 años
7	US\$80 MM o equiv.	Dólares	7 años
8	US\$80 MM o equiv.	Dólares	10 años
9	US\$80 MM o equiv.	Dólares	10 años

Fuente: REP

Todas las emisiones se amortizarán en una sola cuota al vencimiento (*bullet*), tendrán tasas de interés fijas 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:

Tercer Programa de Bonos Corporativos					
Emisión	Monto en Mill.	Fecha de emisión	Plazo (años)	Tasa	Amortiz.
4ta	US\$40 MM	oct-12	19	5.88%	Semestral
1ra-A	S/.104 MM	nov-12	10	5.38%	Semestral
1ra-B	S/.77.3 MM	feb-13	10	5.13%	Semestral
3ra-A	US\$10 MM	ene-11	5	4.63%	Semestral
7ma-A	US\$20.0 MM	jul-14	7	3.75%	Semestral

Fuente: REP

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.
- Prenda sobre el 100% de las acciones.
- Contrato de Fideicomiso de Flujos. Este es un patrimonio autónomo conformado por: (i) los derechos de cobranza; (ii) los flujos de cobranza ingresos de REP); y, (iii) las indemnizaciones.

Los flujos depositados por los clientes en las cuentas recolectoras son transferidos íntegramente a REP al siguiente día hábil en caso de ausencia de eventos de incumplimiento.

En caso de existir un evento de este tipo, el fiduciario retendrá el 25% de los flujos hasta la subsanación de dicho incumplimiento. Asimismo, en caso que REP no cumpla con alguna otra obligación garantizada, el fiduciario retendrá el 100% de los flujos.

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 Jun17	dic-16	dic-15	dic-14	dic-13	dic-12
Rentabilidad						
EBITDA	94,443	92,702	93,449	83,499	74,232	67,405
Mg. EBITDA	67.9%	67.7%	67.6%	63.9%	60.3%	60.1%
(FFO + Cargos fijos) / Capitalización ajustada	12.0%	19.2%	19.1%	16.7%	17.0%	12.3%
FCF / Ingresos	3.1%	-11.9%	-9.2%	-17.3%	-49.1%	10.7%
ROE	15.8%	15.3%	19.4%	16.9%	8.9%	10.3%
Cobertura						
EBITDA / Gastos financieros	6.10	5.97	7.88	7.91	5.59	5.89
EBITDA / Servicio de deuda	0.78	1.51	2.50	5.25	3.98	1.48
FCF / Servicio de deuda	0.04	-0.02	-0.02	-0.82	-2.63	0.51
CFO / Inversión en Activo Fijo	2.18	1.67	1.28	0.83	1.86	1.32
(EBITDA + caja) / Servicio de deuda	0.98	1.72	2.89	7.24	6.60	1.80
Estructura de capital y endeudamiento						
Deuda financiera total / EBITDA	2.79	2.42	2.23	2.68	2.88	3.63
Deuda financiera neta / EBITDA	2.53	2.28	2.07	2.30	2.22	3.41
Costo de financiamiento estimado	6.9%	7.2%	5.5%	4.8%	5.8%	4.9%
Deuda financiera CP / Deuda financiera total	40.2%	20.5%	12.3%	2.4%	2.5%	13.9%
Deuda ajustada total / Capitalización ajustada	59.7%	54.8%	51.4%	54.4%	55.1%	50.4%
Balance						
Activos totales	539,165	526,718	522,693	519,508	498,422	587,567
Caja e inversiones corrientes	24,773	12,954	14,403	31,683	48,774	14,509
Deuda financiera Corto Plazo	105,996	45,993	25,520	5,355	5,355	34,043
Deuda financiera Largo Plazo	157,450	178,749	182,666	218,723	208,228	210,641
Deuda financiera subordinada	-	-	-	-	-	-
Deuda financiera total	263,446	224,742	208,186	224,077	213,583	244,684
Deuda fuera de Balance	-	17,836	5,329	6,217	5,344	7,315
Deuda ajustada total	263,446	242,578	213,516	230,294	218,927	252,000
Patrimonio Total	178,109	199,719	201,695	193,198	178,573	247,960
Capitalización ajustada	441,555	442,297	415,210	423,492	397,500	499,960
Flujo de caja						
Flujo de caja operativo (CFO)	78,605	54,628	61,180	42,893	42,373	49,807
Inversiones en Activos Fijos	(36,087)	(32,685)	(47,858)	(51,489)	(22,793)	(37,824)
Dividendos comunes	(38,212)	(38,212)	(26,000)	(14,000)	(80,000)	-
Flujo de caja libre (FCF)	4,306	(16,269)	(12,678)	(22,595)	(60,420)	11,983
Ventas de Activo Fijo	883	146	-	-	-	-
Otras inversiones, neto	(228)	(309)	4,152	(9,141)	120,000	(30,000)
Variación neta de deuda	(30,359)	(29,520)	(13,755)	14,645	(50,315)	20,683
Variación neta de capital	-	-	-	-	-	-
Otros financiamientos, netos	44,000	44,000	5,000	-	25,000	-
Variación de caja	18,602	(1,952)	(17,281)	(17,091)	34,265	2,667
Resultados						
Ingresos	139,130	136,963	138,228	130,636	123,031	112,164
Variación de Ventas	1.6%	-0.9%	5.8%	6.2%	9.7%	12.0%
Utilidad operativa (EBIT)	52,229	53,235	63,964	53,778	37,256	36,559
Gastos financieros	(15,484)	(15,516)	(11,858)	(10,550)	(13,274)	(11,450)
Resultado neto	29,378	30,036	38,212	31,407	19,081	25,138
Vencimientos de Deuda (Junio 2017)						
US\$ Millones			2018	2019	2020	2021+
			35,398	4,065	3,333	144,654

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)

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
Alberto Muñante Quije	Gerente de Operación y Mantenimiento
María del Pilar Villacorta Saroli	Gerente de Administración
Vidal Galindo Verástegui	Jefe de Asesoría Jurídica
Oscar Bravo Baez	Contralor

RELACIÓN DE ACCIONISTAS

Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.	40%
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	30%
Traselca 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>
Segundo Programa de Bonos de REP	Categoría AAA (pe)
Tercer Programa de Bonos de REP	Categoría AAA (pe)
Primer Programa de Emisión de Papeles Comerciales REP <i>(Hasta por un monto máximo de US\$70 millones o su equivalente en Soles)</i>	Categoría CP-1+ (pe)
Perspectiva	Estable

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.