

Red de Energía del Perú S.A. - (REP)

Fundamentos

La clasificación asignada se fundamenta 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.

Durante el mes de marzo 2020, el entorno económico local y mundial cambió drásticamente a raíz de la crisis que viene generando el COVID-19 a nivel mundial. A pesar que la crisis ha tenido un impacto importante en la generación de energía, la Clasificadora considera el sector de transmisión como uno de los más resilientes, debido a que no enfrenta riesgos relacionados a precios ni a demanda, ya que sus flujos son estables y predecibles. De esta manera, debido a la naturaleza de sus ingresos, y a que no entraron en operación concesiones en el primer semestre del 2020, REP tuvo ingresos, en el año móvil terminado en junio 2020, similares a los del 2019, los mismos que ascendieron a US\$168.3 millones.

Durante el primer semestre del 2020, se tomó un préstamo bancario de corto plazo por US\$55.0 millones destinado a financiar *capex* y *opex* mayores. Cabe destacar que el flujo de caja operativo de REP es suficiente para financiar estos conceptos, pero se tomó deuda financiera adicional con el fin de mantener una estructura de capital eficiente. Este préstamo fue pre-cancelado en setiembre 2020. Asimismo, a pesar del incremento de la deuda de corto plazo, la generación de efectivo y la caja acumulada (EBITDA + caja) mantienen una cobertura de 2.04x el servicio de deuda.

Además, en los últimos 12 meses terminados a junio 2020, REP mantuvo una cobertura sobre gastos financieros (EBITDA/gastos financieros) de 9.9x (10.4x al cierre del 2019), la cual se mantiene adecuada para su clasificación. Asimismo, a junio 2020, la empresa mantuvo un bajo nivel de apalancamiento financiero (2.1x), manteniendo una flexibilidad financiera y coberturas adecuadas. 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.

Apoyo & Asociados Internacionales (A&A) espera que, a pesar del entorno económico adverso en el Perú y el mundo, y debido a la naturaleza del sector de transmisión eléctrica en el Perú, los indicadores de rentabilidad, cobertura y apalancamiento de REP no se vean afectados significativamente, y que se mantengan de acuerdo a la clasificación de riesgo otorgada. Cabe destacar que el sector eléctrico será uno de los sectores más resilientes ante la paralización económica.

¿Qué podría modificar las clasificaciones asignadas?

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.

Ratings	Actual	Anterior
Bonos Corporativos	AAA(pe)	AAA(pe)

Con información financiera a junio 2020.

Clasificaciones otorgadas en Comités de fechas 30/10/2020 y 02/07/2020

Perspectiva

Estable

Indicadores Financieros

Cifras en miles de dólares			
	12m Jun20*	Dic-19	Dic-18
Ingresos	168,272	168,589	165,747
EBITDA	125,203	124,975	120,967
Flujo de Caja Operativo (CFO)	90,766	75,813	78,611
Deuda Financiera Total	267,705	217,737	210,748
Caja y valores	19,715	18,809	15,110
Deuda Financiera / EBITDA	2.14	1.74	1.74
Deuda Financiera Neta / EBIT	1.98	1.59	1.62
EBITDA / Gastos Financieros	9.89	10.38	9.43

Fuente: REP

*Información financiera a junio 2020 + diciembre 2019 - junio 2018

Metodologías Aplicadas

Metodología Maestra de Clasificación de Empresas No Financieras (01-2017)

Analistas

Sandra Guedes
sandra.guedes@aai.com.pe

Julio Loc
julio.loc@aai.com.pe

T. (511) 444 5588

Perfil

Red de Energía del Perú (REP) es el primer transportador de energía eléctrica en el Perú. Su área de concesión abarca 49 subestaciones y 6,348.9 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 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).

ISA es un grupo empresarial multilateral, con operaciones en los negocios de energía eléctrica, vías y telecomunicaciones y TIC; y 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+ (perspectiva negativa) 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.

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

Actualmente, GEB tiene presencia internacional en Colombia, 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 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.

De la misma manera, en agosto del 2019, GEB anunció la adquisición del 100% de Dunas Energía S.A.A, accionista principal de ElectroDunas (99.96%), empresa con clasificación local de AA+(pe) por Apoyo & Asociados, como resultado de la OPA lanzada por GEB el 5 de julio del 2019 por el 100% de las acciones de Dunas Energía listadas en la Bolsa de Valores de Lima.

Electro Dunas S.A.A. es una empresa dedicada a la distribución y comercialización de energía eléctrica en las zonas de Ica, Pisco, Chincha, Nazca, Ayacucho y Huancavelica. Actualmente, Electro Dunas cuenta con alrededor de 249,000 clientes y 5,898 km de líneas de distribución en un área de distribución de 5,402 km². Finalmente, en los últimos 12 meses terminados a junio 2020, se distribuyó un volumen total de 720.4 GWh - año.

Cabe mencionar que el GEB, también adquirió el 100% de las acciones de: PPC Perú Holdings, empresa de generación y desarrollo de soluciones energéticas integrales y Cantalloc Perú Holdings, empresa desarrolladora de proyectos y obras.

Desde el 2006, ISA y GEB son además accionistas de Consorcio Transmataro (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.

Sector Eléctrico - Transmisión

Durante el mes de marzo 2020, el entorno económico local y mundial cambió drásticamente a raíz de la crisis que viene generando el COVID-19 a nivel mundial. De un crecimiento económico global y local esperado de 2.5% y 2.7%, respectivamente, pasamos a un escenario altamente

probable de recesión global con una caída mundial de -3.0% según FitchRatings y local de aproximadamente -13.0%, según los estimados de Apoyo Consultoría, la crisis económica peruana más severa y sin precedentes de los últimos 100 años, debido al freno que ha tenido el aparato productivo (cerca del 50%) con la declaratoria de estado de emergencia establecida desde el 16 de marzo.

A pesar que la crisis ha tenido un impacto importante en la generación de energía, la Clasificadora considera al sector eléctrico como uno de los más resilientes ante la paralización económica, debido a lo cual se espera que su recuperación sea más rápida respecto a los demás sectores económicos.

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).

Los Sistemas Principales de Transmisión y los Sistemas Garantizados de Transmisión a las líneas principales que son de uso común, mientras que los Sistemas Secundarios de Transmisión y los Sistemas Complementarios de Transmisión corresponden a líneas que son de uso particular o regional

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 SPT, SGT y SCT. 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 año.

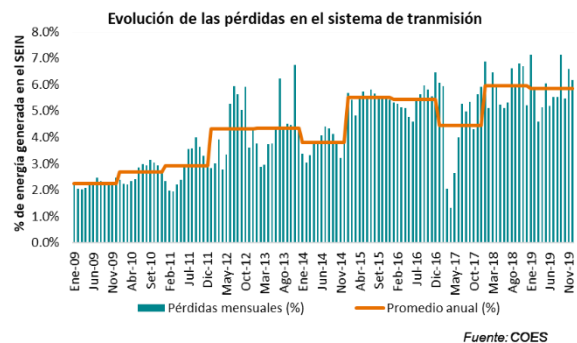
Con el objetivo de solucionar lo anterior y el problema de congestión y sobrecarga de las líneas de transmisión, la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (2006) introdujo medidas como: la creación de un Plan de Transmisión y la implementación de esquemas para garantizar 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 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.

A pesar de la menor brecha de potencia entre las zonas del país, las pérdidas del sistema de transmisión incrementaron en el 2018 y se mantienen en un nivel promedio similar al 2019. Este incremento continúa la tendencia creciente que se mantiene desde inicios del 2010.

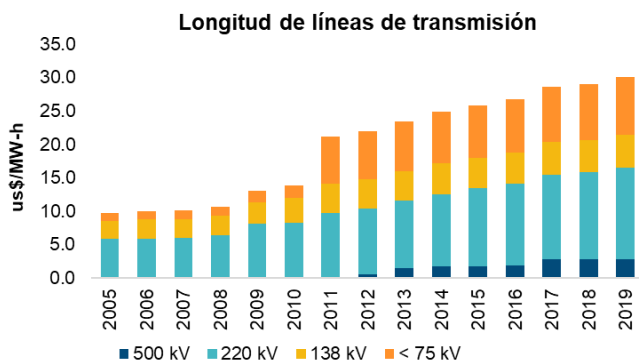


Así, durante los últimos 12 meses terminados a junio 2020, se contaron con 2,677.7 horas de congestión en los principales equipos de transmisión (1,938.6 horas en el 2019). Cabe destacar que el 61.2% de estas horas de congestión provienen de la S.E. Independencia.

Además, durante el año móvil a junio 2020, se registraron 308 fallas que ocasionaron interrupción y disminución del suministro eléctrico (442 en el 2019). Estas fallas provocaron una interrupción de energía aproximada de 2,808.7 MWh (4,402.3 MWh en el 2019). Cabe destacar que del total de energía interrumpida, alrededor del 50% provenía de tallas relacionadas a líneas de transmisión.

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.

A pesar de esta dificultad, al cierre del 2019, la longitud de líneas de transmisión total del SEIN se elevó a 29,947 km, superior en 3.3% respecto al cierre del 2018. Cabe indicar que el crecimiento promedio de los últimos 5 años fue 3.9%.



El sistema eléctrico requiere de una red de transmisión más extensa y confiable. Por lo anterior, a partir del 2011 (y cada dos años), se publica un plan de Plan de Transmisión, con el fin de mantener un Sistema de Transmisión robusto y confiable.

Cabe mencionar que, en junio del 2020, el COES emitió la actualización de la Propuesta de Actualización del Plan de Transmisión 2021-2030; el cual incluye los resultados de la aplicación del artículo 19.3 del Reglamento de Transmisión.

El informe considera que la emergencia sanitaria originada por el COVID-19 tenga un impacto directo en la demanda eléctrica en al menos los años 2020 y 2021, y con un efecto económico que alcance el periodo del estudio (2021-2030).

Las proyecciones de demanda de electricidad consideran las proyecciones del PBI del Banco mundial, el Fondo Monetario Internacional y el Banco Central de Reserva. Así, el informe

considera una caída del PBI de 13.9% en el 2020 y un incremento de 8% para el 2021.

Las proyecciones de la demanda del informe se basan en la metodología *Trade-off / Risk* basada en incertidumbres, y fueron revisadas considerando el efecto del impacto económico del COVID-19. De esta manera, se manejan cinco escenarios de demanda; de muy optimista a muy pesimista; y con una tasa de crecimiento entre 5.4% a 2.7%, respectivamente.

Asimismo, se consideraron dos escenarios de oferta, un escenario con los proyectos comprometidos para el periodo 2020-2024 y un escenario con los proyectos no comprometidos que podrían concretarse en el periodo 2024-2030.

Así, en el primer escenario, se considera la oferta existente al 2019, y se le ha adicionado la expansión de la generación con mayor certidumbre de concretarse al 2024 (proyectos en ejecución con contratos con el estado por licitaciones para promoción de la inversión, resultantes de subastas RER, entre otros).

En el periodo de evaluación de corto plazo (2021-2025), se proyectaban sobrecargas en el área sur medio para la mayoría de escenarios, por lo que se plantearon proyectos del Plan Vinculante con un costo de inversión estimado de US\$743 millones.

En el periodo de transmisión de largo plazo (2026-2030), se cuentan con sobrecargas en el área Sur Medio para todos los escenarios. Así, se plantearon proyectos para el largo plazo con un costo de inversión estimado de US\$597 millones.

Se debe destacar que la estructura de transmisión troncal de 500 kV propuesta en el informe brindaría confiabilidad y capacidad al SEIN para un adecuado cubrimiento tanto de la demanda como de la oferta hacia el largo plazo. Además, ofrecería una plataforma suficiente para proyectar las interconexiones internacionales plenas en 500 kV hacia: el Eje Ecuador – Colombia; Chile; Bolivia y en muy largo plazo a Brasil

Además, se realizó un estudio de propuesta de cambio de estructura de tensiones para la subtransmisión en Lima Metropolitana; y se propone como criterio que se migre en un horizonte de largo y muy largo plazo de la estructura de tensiones actuales de 500/220/60 kV a 500/220/138 kV.

En julio del 2020 (última información disponible), OSINERGMIN ha reportado 10 contratos vigentes de concesión y ampliaciones de líneas de transmisión eléctrica en construcción con una inversión aproximada de US\$1,257 millones hasta el 2024.

Dicha inversión se traducirá en nuevas líneas de transmisión de alto voltaje (500 y 220kV) y reforzamientos en el sistema por un total de 2,112 km de recorrido, lo que permitirá atender la mayor demanda eléctrica del país y brindar mayor confiabilidad al sistema.

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 prevén entrarán en operación comercial el último trimestre del 2021.

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 concretar nuevas ampliaciones a su concesión, en acuerdo con el Ministerio de Energía y Minas; ii) conexiones privadas por servicio de trasmisión de largo plazo; iii) la prestación de los servicios de operación y mantenimiento de instalaciones de terceros; y, 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.

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 90.2% 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 2020, se registran 19 ampliaciones en operación comercial (Ampliación N°01 a la N°18 y los dos hitos de la Ampliación N°19), una en construcción; (Ampliación N°20).

Cabe mencionar que, entre el 2014 y el 2019, REP ha realizado las siguientes ampliaciones:

Ampliaciones	Puesta en Operación	Inversión Total MM (US\$)
Ampliación N°12	Feb-14	8.7
Ampliación N°14	Jun-15	24.4
Ampliación N°15	Ene-16	56.9
Ampliación N°16	Ene-16	16.4
Ampliación N°13 (hito N°1, 2 y 3)	Jul-14, May-14 y Ene-14	19.5
Ampliación N°17	May-17	29.4
Ampliación N°18	Feb-19	13.8
Ampliación N°19	Nov-17 y May-19	7.3

Fuente: REP

Por otro lado, se proyecta que la ampliación en desarrollo (N°20) entre en operación en octubre 2020 (con una inversión de US\$26.6 millones). En cuanto a la RA, fue calculada en US\$158.3 millones para el periodo mayo 2020 – abril 2021 (equivalente a 2.7x, 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.

La disponibilidad, a junio 2020, fue de 99.53%; y es similar a la registrada en los tres 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 2020, se situó en 0.8 para las líneas de 220 kV (1.0 en el 2019). Cabe señalar que el número de fallas por cada 100 km en líneas de 220 kV (principalmente producidas por descargas atmosféricas en el sur del país) están por debajo del estándar internacional (<3.0).

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 junio 2020, los ingresos de REP ascendieron a US\$168.3 millones, y se mantuvieron constantes respecto al cierre del año anterior.

La Clasificadora espera que, luego de la entrada en operación de la ampliación N°20 (última ampliación en construcción confirmada), se muestre un crecimiento de los ingresos durante el 2020 y 2021; y que en los años siguientes los ingresos se mantengan estables.

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 junio 2020, el EBITDA ascendió a US\$125.2 millones, manteniéndose respecto a lo registrado durante el 2019. El margen EBITDA se ubicó en 74.4% (74.1% en el 2019, respectivamente), y se encuentra por encima del promedio de los últimos cinco años (70.4%). Esta mejora en los márgenes se debió a la mayor escala de operaciones por la entrada en operación de las ampliaciones.

Por otro lado, la cobertura de gastos financieros de los 12 meses terminados a junio 2020 fue de 9.9x (10.4x durante el 2019), debido a los mayores gastos financieros asociados a intereses. La Clasificadora considera que la compañía mantiene ratios holgados de cobertura.

Finalmente, la utilidad neta generada durante el año móvil terminado a junio 2020 fue de US\$65.5 millones, manteniéndose respecto al 2019.

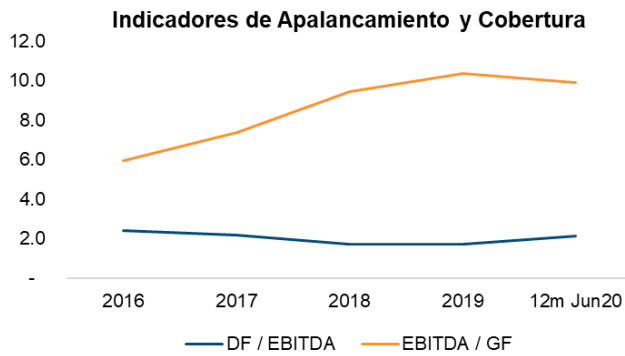
Del mismo modo, durante los últimos 12 meses terminados en junio 2020, REP generó un flujo de caja operativo de US\$90.8 millones, el cual, sumado al saldo disponible de caja, permitió realizar inversiones en activo fijo por US\$8.9 millones y pagar dividendos por US\$70.1 millones.

Estructura de Capital

A junio 2020, el total de pasivos ascendió a US\$368.2 millones, creciendo en 15.3% respecto al cierre del 2019, debido al mayor saldo de deuda financiera mantenido. Asimismo, el patrimonio se redujo en 23.7%, debido al otorgamiento de dividendos a cargo de las utilidades acumuladas y a las utilidades obtenidas del año corriente.

La deuda financiera total (incluyendo deuda fuera del balance) aumentó a US\$274.7 millones (US\$217.7 millones a diciembre 2019), debido a un préstamo bancario de US\$55.0 millones; el cual se destinará a *capex* y *opex*. Este incremento resultó en ratio de capitalización ajustada de 65.1%; el cual, debido a la caída en el patrimonio, se mantuvo por debajo de años anteriores (53.6% y 53.7% a diciembre 2019 y 2018, respectivamente).

Debido al mayor saldo de deuda mantenida a junio 2020, el nivel de apalancamiento financiero (Deuda financiera / EBITDA) se elevó a 2.1x, superior al mostrado al cierre del 2019 (1.7x). A pesar del incremento, este indicador se mantiene adecuado para la clasificación otorgada.



Actualmente, la deuda financiera de REP se compone principalmente de bonos corporativos (51.9%), préstamos bancarios (48.1%) y un contrato de arrendamiento financiero con Scotiabank Perú (0.01%).

Debido a esto, el vencimiento corriente representa el 21.8% de la deuda de la Compañía, superior al mostrado al cierre del 2019 (1.7%); pero en línea al promedio de años anteriores (34.2% al cierre del 2018).

Por otro lado, en la Junta General de Accionistas realizada en mayo del 2020, se acordó distribuir dividendos a los accionistas por US\$70.1 millones correspondientes al ejercicio 2019 y resultados acumulados, los cuales fueron canceladas en mayo 2020.

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, cabe destacar que, a junio 2020, REP no contaba con riesgo de tasa de interés, debido a que el 100% de su deuda se encontraba en tasa fija.

Por último, la Entidad mantiene líneas bancarias disponibles a junio 2020 (última información disponible) por US\$224.7 millones. Asimismo, la caja mantenida a junio 2020 representó el 34.7% de las amortizaciones programadas para el 2021.

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.

Segundo Programa de Bonos Corporativos					
Emisión	Monto en Mill.	Fecha de emisión	Plazo (años)	Tasa	Amortiz.
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.

Con fecha 17 de mayo de 2018, se celebró la Asamblea General de Obligacionistas del Segundo y Tercer Programa de Bonos Corporativos de Red de Energía del Perú S.A, en virtud de la cual los titulares de los Bonos en circulación de todas las emisiones vigentes efectuadas en el marco del Segundo y Tercer Programa aprobaron por eliminar, levantar y cancelar las garantías específicas otorgadas en respaldo del cumplimiento de las obligaciones bajo los Bonos emitidos por REP.

Emisiones

Las características de las emisiones se encuentran a continuación:

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%	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).

Cuarto Programa de Bonos Corporativos

En Junta General de Accionistas del 18 de setiembre del 2018, se aprobó el Cuarto Programa de Bonos Corporativos de REP hasta por US\$600 millones.

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 Jun20*	Dic-19	Dic-18	Dic-17	Dic-16	Dic-15
Rentabilidad						
EBITDA	125,203	124,975	120,967	100,553	92,702	93,449
Mg. EBITDA	74.4%	74.1%	73.0%	69.5%	67.7%	67.6%
(FFO + Cargos fijos) / Capitalización ajustada	18.4%	24.9%	25.7%	20.2%	19.2%	19.1%
FCF / Ingresos	7.0%	4.5%	5.4%	3.6%	-11.9%	-9.2%
ROE	43.9%	36.2%	25.8%	15.3%	15.3%	19.4%
Cobertura						
Cobertura de intereses del FFO	8.05	8.60	8.09	6.24	5.46	6.70
EBITDA / Gastos financieros	9.89	10.38	9.43	7.38	5.97	7.88
EBITDA / Servicio de deuda	1.76	7.92	1.42	1.12	1.51	2.50
FCF / Servicio de deuda	0.17	1.21	0.26	0.19	-0.02	-0.02
CFO / Inversión en Activo Fijo	10.21	9.15	5.35	3.40	1.67	1.28
(EBITDA + caja) / Servicio de deuda	2.04	9.11	1.60	1.31	1.72	2.89
Estructura de capital y endeudamiento						
Deuda financiera total / EBITDA	2.14	1.74	1.74	2.19	2.42	2.23
Deuda financiera neta / EBITDA	1.98	1.59	1.62	2.03	2.28	2.07
Costo de financiamiento estimado	4.8%	5.6%	5.9%	6.1%	7.2%	5.5%
Deuda financiera CP / Deuda financiera total	21.8%	1.7%	34.2%	34.4%	20.5%	12.3%
Deuda ajustada total / Capitalización ajustada	65.1%	53.6%	53.7%	53.8%	54.8%	51.4%
Balance						
Activos totales	515,698	512,591	505,909	515,963	526,718	522,693
Caja e inversiones corrientes	19,715	18,809	15,110	16,516	12,954	14,403
Deuda financiera Corto Plazo	58,359	3,729	72,089	75,887	45,993	25,520
Deuda financiera Largo Plazo	209,346	214,008	138,659	144,733	178,749	182,666
Deuda financiera total	267,705	217,737	210,748	220,620	224,742	208,186
Deuda fuera de Balance	6,977	5,362	5,842	5,874	17,836	5,329
Deuda ajustada total	274,682	223,099	216,590	226,495	242,578	213,516
Patrimonio Total	147,465	193,306	186,859	194,369	199,719	201,695
Capitalización ajustada	422,146	416,405	403,449	420,864	442,297	415,210
Flujo de caja						
Flujo de caja operativo (CFO)	90,766	75,813	78,611	63,991	54,628	61,180
Inversiones en Activos Fijos	-8,887	(8,289)	(14,681)	(18,817)	(32,685)	(47,858)
Dividendos comunes	-70,132	(60,000)	(55,000)	(40,000)	(38,212)	(26,000)
Flujo de caja libre (FCF)	11,747	7,524	8,930	5,174	(16,269)	(12,678)
Ventas de Activo Fijo	31	26	-	474	146	-
Otras inversiones, neto	-20,332	(2,900)	-	-	(309)	4,152
Variación neta de deuda	25,001	(1,402)	(9,336)	(3,420)	(29,520)	(13,755)
Variación neta de capital	0	-	-	-	-	-
Otros financiamientos, netos	-529	-	-	-	44,000	5,000
Variación de caja	15,918	3,248	(406)	2,227	(1,952)	(17,281)
Resultados						
Ingresos	168,272	168,589	165,747	144,632	136,963	138,228
Variación de Ventas	-2.0%	1.7%	14.6%	5.6%	-0.9%	5.8%
Utilidad operativa (EBIT)	100,168	97,942	77,039	57,643	53,235	63,964
Gastos financieros	(12,664)	(12,046)	(12,829)	(13,628)	(15,516)	(11,858)
Resultado neto	65,468	64,934	47,037	30,244	30,036	38,212
Vencimientos de Deuda (Diciembre 2019)						
US\$ Millones			2021	2022	2023	2024+
			1,876	30,343	22,396	154,745

Los indicadores de flujo (estado de resultados y flujo de efectivo) de los doce meses terminados a junio 2020 se calculan como: junio 2020 + diciembre 2019 - junio 2019. Los indicadores de stock (balance general) son iguales a los de junio 2020.

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

FFO: Resultado neto + Depreciación y Amortización + Resultado en venta de activos + Castigos y Provisiones

Otros ajustes al resultado neto + variación en otros activos + variación de otros pasivos - dividendos preferentes

Variación de capital de trabajo: Cambio en 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 financiera Largo Plazo incluye las comisiones de estructuración

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

Relación de directores*

Bernardo Vargas Gibsone	Presidente del Directorio
Yolanda Gómez Restrepo	Vicepresidente
Isaac Yanovich Farbaiarz	Director
Guido A. Nule Amín	Director
Ernesto Moreno Restrepo	Director
Carolina Botero Londoño	Director Alterno
Brenda Rodríguez Tovar	Director Alterno
César Ramírez Rojas	Director Alterno
Pablo Alonso Chaparro Mayorga	Director Alterno
Miguel Mejía Uribe	Director Alterno

Relación de ejecutivos*

Carlos Mario Caro Sánchez	Gerente General
Carolina Sánchez Restrepo	Gerente de Proyectos
José Iván Jaramillo Vallejo	Gerente de Finanzas
Jorge Gúimac Dávila	Gerente de Desarrollo de Negocios
Alberto Muñante Aquije	Gerente de Operaciones y Mantenimiento
María del Pilar Villacorta Saroli	Gerente de Administración
Luis Enrique Olivos Román	Contralor

Relación de accionistas (según derecho a voto)*

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

(*) Nota: Información a Octubre 2020

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 las siguientes clasificaciones de riesgo para los siguientes instrumentos:

	<u>Clasificación*</u>
Segundo Programa de Bonos de REP	Categoría AAA (pe)
Tercer Programa de Bonos de REP	Categoría AAA (pe)
Cuarto Programa de Bonos de REP	Categoría AAA (pe)
<i>Perspectiva</i>	<i>Estable</i>

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.

(+) 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.