

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. Sin embargo, debido a que ya no cuentan con ampliaciones en construcción, se prevé que sus ingresos se mantengan estables a partir del 2022.

Durante el 2020, la economía peruana registró una contracción de 11.1% en el PBI, siendo la mayor caída desde 1989, debido al freno que tuvo el aparato productivo con la cuarentena implementada desde el 17 de marzo 2020. Sin embargo, la Clasificadora considera al sector de transmisión de energía como uno de los más resilientes, debido a que no enfrenta riesgos relacionados a precios ni a demanda, ya que sus ingresos son estables y predecibles. De esta manera, debido a la naturaleza de sus ingresos, y a que la ampliación N°20 entró en operación en diciembre 2020, los ingresos del año móvil a junio 2021 fueron similares a los del 2020, los mismos que ascendieron a US\$168.3 millones.

Durante el primer semestre del 2021, se tomaron tres préstamos bancarios por US\$75.0 millones, destinados 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. Así, la generación de efectivo y la caja acumulada (EBITDA + caja) mantienen una cobertura de 2.05x el servicio de deuda, la cual se redujo respecto al cierre del 2020 (4.22x), debido al mayor saldo de deuda de corto plazo.

Además, en los últimos 12 meses terminados a junio 2021, REP mantuvo una cobertura de gastos financieros (EBITDA/gastos financieros) de 10.38x (9.6x al cierre del 2020), la cual se mantiene adecuada para su clasificación. Asimismo, al cierre del semestre, la empresa mantuvo un bajo nivel de apalancamiento financiero (2.2x), 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 2021.

Clasificaciones otorgadas en Comités de fechas 09/11/2021 y 31/05/2021.

Perspectiva

Estable

Indicadores Financieros

Cifras en miles de dólares	12m Jun21*	Dic-20	Dic-19
Ingresos	168,303	167,240	168,589
EBITDA	125,657	120,992	124,975
Flujo de Caja Operativo (CFO)	81,241	89,003	75,813
Deuda Financiera Total	282,030	225,901	217,737
Caja y valores	62,289	12,617	18,809
Deuda Financiera / EBITDA	2.24	1.87	1.74
Deuda Financiera Neta / EBITDA	1.75	1.76	1.59
EBITDA / Gastos Financieros	10.38	9.58	10.38

Fuente: REP

*Información financiera a junio 2021 + diciembre 2020 - junio 2020

Metodologías Aplicadas

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

Analistas

Sandra Guedes
sandraguedes@aai.com.pe

Julio Loc
julioloc@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 Fitch Ratings y clasificaciones internacionales por Fitch Ratings de BBB (perspectiva estable) y por Moody's de 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 11 de agosto del 2021, la empresa estatal colombiana Ecopetrol adquirió el 51.4% (la totalidad de las acciones mantenidas por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público de Colombia) de las acciones en circulación sobre ISA. A la fecha, Ecopetrol cuenta con una clasificación internacional

por Fitch Ratings de BB+ (perspectiva estable) y por Moody's de Baa3.

Grupo Energía Bogotá S.A. - GEB (clasificación local de AAA(col) y clasificación internacional de BBB por Fitch Ratings 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 AAA(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 2021, se distribuyó un volumen total de 713.2 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 Cantaloco Perú Holdings, empresa desarrolladora de proyectos y obras.

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.

Sector Eléctrico - Transmisión

Durante el 2020, la economía peruana registró una contracción de 11.1%, siendo la mayor caída desde 1989, debido al freno que tuvo el aparato productivo con la cuarentena implementada desde el 17 de marzo 2020, para contener la propagación del Covid-19. Los sectores más afectados fueron restaurantes y alojamiento, construcción, comercio, minería e hidrocarburos.

Así, según el último Reporte de Inflación del BCRP; durante el primer semestre del 2021, la actividad económica se ubicó en un nivel similar al del mismo periodo del 2019. Sin embargo, se destaca que aún existen sectores rezagados en su recuperación, especialmente aquellos con mayor grado de interacción física como servicios y comercio.

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.

La transmisión puede clasificarse en cuatro sistemas: 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 la Ley N°28832 (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 corresponden a las instalaciones de 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 de ámbito 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, SST y SCT. Éstas se calculan en función del costo total de transmisión, el cual se compone a su vez de: la anualidad del costo de inversión (Valor Nuevo de Reemplazo) de cada sistema; y, 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. Asimismo, para el caso de REP, la actualización de su Remuneración Anual, se realiza anualmente conforme al contrato.

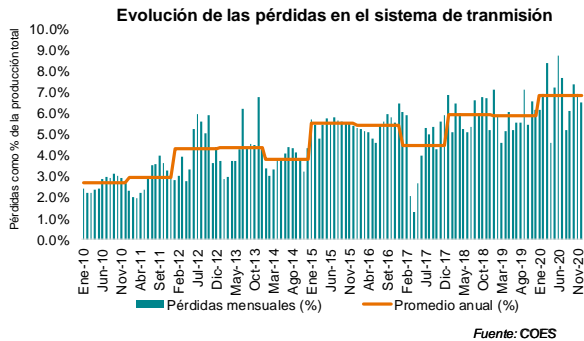
Con el objetivo de solucionar lo anterior y el problema de congestión y sobrecarga de las líneas de transmisión, la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (2006) introdujo medidas como: la creación de un Plan de Transmisión y la implementación de esquemas para garantizar 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, debido al menor crecimiento de la demanda y a la entrada de nuevas centrales, se ha logrado reducir la brecha del margen de reserva por zonas del país. Anteriormente, el desarrollo del parque de generación eléctrica se concentró en la zona centro del país, debido a la disponibilidad del gas natural.

Sin embargo, el sistema aún presenta debilidades en ciertos enlaces, debido a lo cual 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 2020, en un nivel promedio mayor al del 2018 y 2019. Este incremento continúa la tendencia creciente que se mantiene desde inicios del 2010.

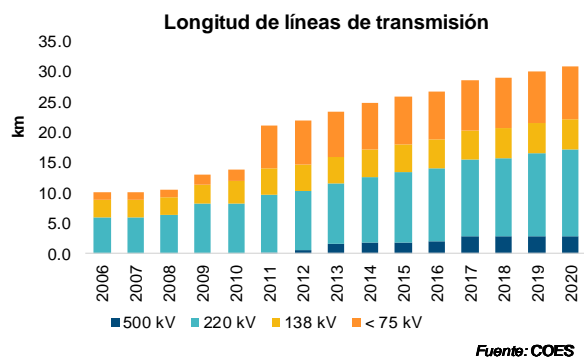


Así, durante el primer semestre del 2021, se contaron con 2,381.4 horas de congestión en los principales equipos de transmisión (2,882.9 horas en el 2020). Se debe destacar que la mayoría de las horas de congestión se concentran en la S.E. Independencia.

Además, según el COES, se registraron 437 fallas durante el primer semestre del 2021 que ocasionaron interrupción y disminución del suministro eléctrico (358 en el 2020). Estas fallas provocaron una interrupción de energía aproximada de 5,052.2 MWh (3,308.6 MWh en el 2020). Cabe destacar que, del total de energía interrumpida, alrededor del 71% provenía de fallas 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 2020, la longitud de líneas de transmisión total del SEIN se elevó a 30,104 km, superior en 0.4% respecto al cierre del 2019. Cabe indicar que el crecimiento promedio de los últimos cinco años fue 3.1%.



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 febrero del 2021, el COES emitió el informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN para el periodo 2023-2032; en el cual se han considerado diversos escenarios con el objetivo de detectar congestiones en el sistema de transmisión para un horizonte temporal de 10 años. Las soluciones para estos escenarios se analizarán en la siguiente Actualización del Plan de Transmisión.

Las proyecciones de demanda global se basan en dos componentes: la demanda vegetativa y las grandes cargas. La demanda vegetativa basa sus pronósticos en estimación del PBI de largo plazo y considera 5 escenarios de proyecciones del PBI vegetativo de Apoyo Consultoría. Las grandes cargas incluyen los proyectos mineros e industriales.

Con el fin de abarcar todo el rango de incertidumbre, el informe utiliza las proyecciones extremas (Muy Optimista y Muy Pesimista). Así, la demanda total de energía en los escenarios extremos de Muy Pesimista y Muy Optimistas consideran un crecimiento promedio en el periodo 2020-2032 de 2.8% y 6.1%, respectivamente.

Además, estos escenarios se separan por zonas de demanda, los cuales al combinarse representan los nudos de demanda que causan el mayor estrés en el sistema de transmisión.

Asimismo, se consideraron cinco escenarios de oferta, de acuerdo a la certeza en cuanto a su ejecución. El escenario con menor oferta considera sólo a los proyectos comprometidos para el periodo 2020-2024, mientras que el escenario de menor certeza considera hasta proyectos de centrales térmicas para reserva fría.

Se observa que las incertidumbres de Demanda y Generación tienen dependencia, debido que no se podría considerar un escenario con el mayor crecimiento de demanda con sólo la oferta de mayor certeza, debido que se asume que el desarrollo de proyectos estará ligado a la evolución de la demanda.

Así, en el periodo de evaluación de corto plazo (2023-2026), no se presentarían racionamientos ni congestiones importantes en el SEIN si se consideran los ingresos de los proyectos del Plan Vinculante.

En el periodo de transmisión de largo plazo (2028-2032), se cuentan con sobrecargas en los diversos escenarios de demanda y oferta en las zonas Norte-Sur, Centro-Sur Medio y, en un caso específico, en todo el SEIN.

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, en el informe, se destaca que actualmente se cuenta con una oferta de generación eficiente (generación renovable y no renovable de bajo costo operativo) hasta el 2025, debido a los proyectos de alta certidumbre (812 MW).

Sin embargo, es altamente probable que falte generación eficiente en el SEIN a partir del 2026. Se espera que esta demanda sea cubierta por proyectos de generación renovables o a gas natural de Camisea en la zona sur o centro del SEIN, o por medio de interconexiones internacionales.

En agosto del 2021 (última información disponible), OSINERGMIN ha reportado 12 contratos vigentes de concesión y ampliaciones de líneas de transmisión eléctrica en construcción con una inversión aproximada de US\$1,393 millones hasta el 2025.

Dicha inversión se traducirá en nuevas líneas de transmisión de alto voltaje (500 y 220kV) y reforzamientos en el sistema por un total de 2,143 km de recorrido, lo que permitirá atender la mayor demanda eléctrica del país y brindar mayor confiabilidad al sistema. Sin embargo, se debe destacar que sólo tres proyectos muestran algún avance en las obras, las cuales representaron un recorrido de 712 km y una inversión de USD515 millones.

Asimismo, se debe destacar que, en setiembre 2021, se publicó el Decreto Supremo N°018-2021-EM, el cual reactiva la ejecución de proyectos de transmisión eléctrica del Sistema Complementario de Transmisión. En este decreto se explica el mecanismo para reactivar proyectos de transmisión cuya responsabilidad de ejecución ha sido asignada a las empresas bajo el FONAFE para proyectos que no estén considerados como Obras en Curso.

Osinergmin tendrá el rol de identificar y sustentar ante el MINEM la lista de proyectos a ser considerados. Los proyectos que califiquen con las consideraciones técnicas serán publicados en la web del MINEM. Si alguno de estos proyectos tiene dos o más solicitudes de interés de parte de cualquier concesionario o titular de instalaciones de transmisión, el MINEM elegirá al interesado que ofrezca el menor valor nominal del Factor de Ajuste por Competencia (FAXC) del Costo Medio Anual.

El interesado seleccionado deberá presentar al MINEM una carta fianza por el valor de 10% del costo de inversión propuesto en el mecanismo de manifestación de interés. Estos proyectos serán remunerados de acuerdo a la tasa regulatoria (12% a la fecha).

Cabe destacar que el titular original y el nuevo titular del proyecto cuentan con la facultad de suscribir acuerdos bilaterales en temas comerciales, operativos y administrativos.

Estrategia

La estrategia al 2030 del Grupo ISA se enfoca en un portafolio de negocios equilibrado: buscando la generación de valor a nuestros accionistas, asegurando la vigencia corporativa y creando impacto social y ambiental positivo. Esta estrategia se soporta en cuatro pilares transversales que organizan nuestros objetivos y nos permiten evaluar constantemente nuestros avances: verde, innovación, desarrollo y articulación.

Para alcanzar los objetivos para la transformación al 2030, ISA REP definió objetivos a los que toda la compañía debe contribuir.

Así, en cuanto a la modernización y eficiencias, se enfoca en aplicar nuevas tecnologías en los proyectos de infraestructura, implementar eficiencias en la etapa "Crear" del ciclo de vida del activo y optimizar la gestión social, predial y ambiental.

Asimismo, se busca la confiabilidad y seguridad avanzada de la red, a través de la implementación de nuevos modelos de monitoreo y control de la red a través de la exploración y uso de nuevas tecnologías y la gestión avanzada de la información para la operación y mantenimiento.

Por otro lado, desde la perspectiva del crecimiento sostenible, buscan lograr el crecimiento sostenible promoviendo el entorno adecuado del ecosistema y desarrollando interconexiones internacionales y negocios B2B además de consolidar el negocio de energía.

Por otra parte, respecto a la transformación e innovación, la empresa busca asegurar una cultura que apalanque la transformación por medio del desarrollo de nuevas capacidades organizacionales, la articulación del sistema de innovación y la habilitación de las tecnologías emergentes.

Además, la empresa busca sostenibilidad y articulación en sus operaciones, mediante el fortalecimiento de las relaciones con nuestros grupos de interés para generar programas sociales de alto impacto por medio de la innovación social y nuevas alianzas.

Por último, la empresa busca la optimización operativa, mediante la habilitación de la eficiencia operativa de los procesos y la toma de decisiones efectivas a través de nuevas plataformas de gestión.

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 junio 2021, se registran 20 ampliaciones en operación comercial.

Cabe mencionar que, entre el 2014 y junio 2021, 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 (hito N°1 y 2)	Nov-17 y May-19	7.3
Ampliación N°20	Dic-20	26.6

Fuente: REP

En cuanto a la RA, fue calculada en US\$155.9 millones para el periodo mayo 2021 - abril 2022 (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 2021, fue de 99.6% y es similar a la registrada en los cinco 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 2021, se situó en 1.4 para las líneas de 220 kV (1.0 en el 2020). 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 2021, los ingresos de REP ascendieron a US\$168.3 millones, y se mantuvieron constantes respecto al cierre del año anterior. Se debe considerar la entrada en operación de la ampliación N°20 a finales del 2020. Esta ampliación era la última confirmada, por lo que se espera que los ingresos se mantengan estables en los próximos años.

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 12 meses terminados a junio 2021, el EBITDA ascendió a US\$125.7 millones, aumentando en 3.9% respecto a lo registrado durante el 2020. Este ligero incremento se debió, en parte, a los menores gastos de administración del primer semestre del 2021.

Así, el margen EBITDA se ubicó en 74.7% (72.3% en el 2020), y se encuentra por encima del promedio de los últimos cinco años (71.3%). La tendencia positiva en el margen EBITDA, en los últimos años, se debió a la mayor escala de operaciones por la entrada en operación de las ampliaciones.

Por otro lado, la cobertura de gastos financieros en el año móvil terminado a junio 2021 fue de 10.4x (9.6x durante el 2020), debido al mayor EBITDA. La Clasificadora considera que la compañía mantiene ratios holgados de cobertura. Se debe destacar que, a pesar del incremento en el saldo de deuda, se han reducido los gastos financieros respecto al 2020.

Finalmente, la utilidad neta generada durante los últimos 12 meses a junio 2021 fue de US\$47.3 millones, ligeramente superior a la obtenida en el 2020 (US\$46.2 millones). Esta mejora se debe a los menores gastos administrativos y a un ligero incremento de los ingresos.

Del mismo modo, durante los últimos 12 meses terminados a junio 2021, REP generó un flujo de caja operativo de US\$81.2 millones, el cual, sumado al saldo disponible de caja, permitió realizar inversiones en activo fijo por US\$23.6 millones y pagar dividendos por US\$46.2 millones.

Estructura de Capital

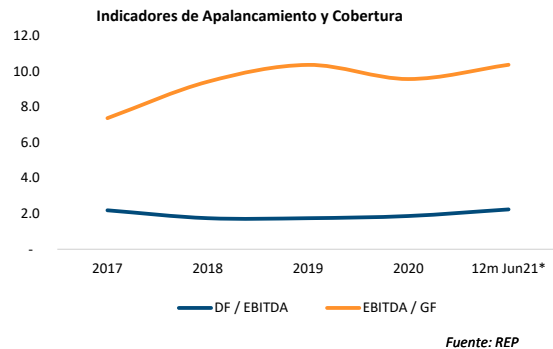
A junio 2021, el total de pasivos ascendió a US\$382.3 millones, creciendo en 15.3% respecto al cierre del 2020, debido al mayor saldo de deuda financiera. Asimismo, el patrimonio se redujo en 11.8%, debido al reparto de dividendos a cargo de las utilidades acumuladas.

La deuda financiera total (incluyendo deuda fuera del balance) aumentó a US\$288.3 millones (US\$232.3 millones a diciembre 2020), debido a la toma de tres préstamos; uno de US\$10.0 millones a un año, otro de US\$25.0 millones a 180 días, y uno de US\$40.0 millones a un año. Este incremento se asocia a mantener una estructura de capital eficiente, en la cual el patrimonio represente alrededor del 70% de los activos.

Debido a este incremento y al menor saldo de patrimonio, el ratio de capitalización ajustada aumentó a 65.7%, superior al de años anteriores (57.7% y 53.6% a diciembre 2020 y 2019, respectivamente).

Como consecuencia al mayor saldo de deuda mantenida a junio 2021, el nivel de apalancamiento financiero (Deuda

financiera / EBITDA) se elevó a 2.2x, superior al mostrado al cierre del 2020 (1.9x). A pesar del incremento, este indicador se mantiene adecuado para la clasificación otorgada.



Actualmente, la deuda financiera de REP se compone principalmente de préstamos bancarios (53.2%), bonos corporativos (46.5%) y un contrato de arrendamiento financiero con Scotiabank Perú (0.3%).

Además, debido a los dos préstamos de corto plazo tomados durante el primer semestre, el vencimiento corriente representa el 35.4% de la deuda de la Compañía, superior al mostrado al cierre del 2020 (1.7%).

Por otro lado, en la Junta General de Accionistas realizada en marzo del 2021, se acordó distribuir dividendos a los accionistas por US\$46.2 millones correspondientes al ejercicio 2020. Estos dividendos fueron pagados el 20 de mayo del 2021.

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 2021, 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 2021 por US\$202.5 millones. Asimismo, la caja mantenida a junio 2021 representó el 226% de las amortizaciones programadas para el 2022.

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

La emisión vigente cuenta con tasas de interés fija y no cuenta con opción de rescate.

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 del 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 cuenta con 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 Jun21*	Dic-20	Dic-19	Dic-18	Dic-17	Dic-16
Rentabilidad						
EBITDA	125,657	120,992	124,975	120,967	100,553	92,702
Mg. EBITDA	74.7%	72.3%	74.1%	73.0%	69.5%	67.7%
(FFO + Cargos fijos) / Capitalización ajustada	18.4%	24.6%	24.9%	25.7%	20.2%	19.2%
FCF / Ingresos	6.8%	-3.2%	4.5%	5.4%	3.6%	-11.9%
ROE	31.8%	25.4%	36.2%	25.8%	15.3%	15.3%
Cobertura						
Cobertura de intereses del FFO	8.54	7.83	8.60	8.09	6.24	5.46
EBITDA / Gastos financieros	10.38	9.58	10.38	9.43	7.38	5.97
EBITDA / Servicio de deuda	1.37	3.82	7.92	1.42	1.12	1.51
FCF / Servicio de deuda	0.12	0.16	1.21	0.26	0.19	-0.02
CFO / Inversión en Activo Fijo	3.44	3.68	9.15	5.35	3.40	1.67
(EBITDA + caja) / Servicio de deuda	2.05	4.22	9.11	1.60	1.31	1.72
Estructura de capital y endeudamiento						
Deuda financiera total / EBITDA	2.24	1.87	1.74	1.74	2.19	2.42
Deuda financiera neta / EBITDA	1.75	1.76	1.59	1.62	2.03	2.28
Costo de financiamiento estimado	4.4%	5.7%	5.6%	5.9%	6.1%	7.2%
Deuda financiera CP / Deuda financiera total	28.2%	8.4%	1.7%	34.2%	34.4%	20.5%
Deuda ajustada total / Capitalización ajustada	65.7%	57.7%	53.6%	53.7%	53.8%	54.8%
Balance						
Activos totales	532,603	502,014	512,591	505,909	515,963	526,718
Caja e inversiones corrientes	62,289	12,617	18,809	15,110	16,516	12,954
Deuda financiera Corto Plazo	79,568	19,049	3,729	72,089	75,887	45,993
Deuda financiera Largo Plazo	202,462	206,852	214,008	138,659	144,733	178,749
Deuda financiera total	282,030	225,901	217,737	210,748	220,620	224,742
Deuda fuera de Balance	6,297	6,410	5,362	5,842	5,874	17,836
Deuda ajustada total	288,326	232,312	223,099	216,590	226,495	242,578
Patrimonio Total	150,289	170,406	193,306	186,859	194,369	199,719
Capitalización ajustada	438,615	402,718	416,405	403,449	420,864	442,297
Flujo de caja						
Flujo de caja operativo (CFO)	81,241	89,003	75,813	78,611	63,991	54,628
Inversiones en Activos Fijos	(23,624)	(24,210)	(8,289)	(14,681)	(18,817)	(32,685)
Dividendos comunes	(46,208)	(70,132)	(60,000)	(55,000)	(40,000)	(38,212)
Flujo de caja libre (FCF)	11,409	(5,339)	7,524	8,930	5,174	(16,269)
Ventas de Activo Fijo	8,238	36	26	-	474	146
Otras inversiones, neto	14,791	(5,306)	(2,900)	-	-	(309)
Variación neta de deuda	11,751	7,633	(1,402)	(9,336)	(3,420)	(29,520)
Variación neta de capital	-	-	-	-	-	-
Otros financiamientos, netos	-	-	-	-	-	44,000
Variación de caja	46,189	(2,976)	3,248	(406)	2,227	(1,952)
Resultados						
Ingresos	168,303	167,240	168,589	165,747	144,632	136,963
Variación de Ingresos	0.0%	-0.8%	1.7%	14.6%	5.6%	-0.9%
Utilidad operativa (EBIT)	80,001	78,701	97,942	77,039	57,643	53,235
Gastos financieros	(12,104)	(12,630)	(12,046)	(12,829)	(13,628)	(15,516)
Resultado neto	47,310	46,208	64,934	47,037	30,244	30,036

Vencimientos de Deuda no corriente (Junio 2021)

US\$ Millones	2022	2023	2024	2025+
	27,534	20,378	35,545	119,200

Los indicadores de flujo (estado de resultados y flujo de efectivo) de los doce meses terminados a junio 2021 se calculan como: junio 2021 + diciembre 2020 - junio 2020. Los indicadores de stock (balance general) son iguales a los de junio 2021.

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 + Arrendos

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
Juan Ricardo Ortega López	Director
Isaac Yanovich Farbaiarz	Director
Guido A. Nule Amín	Director
Fredy Antonio Zuleta Dávila	Director
Carolina Botero Londoño	Director Alterno
Brenda Rodríguez Tovar	Director Alterno
César Ramírez Rojas	Director Alterno
Andrés Baracaldo Sarmiento	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 Güimac Dávila	Gerente de Desarrollo de Negocios
Cristian Augusto Remolina Alvarez	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 Septiembre 2021

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.