

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 están garantizados 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, la expansión de la demanda de energía le ha permitido obtener mayores ingresos por ampliaciones y servicios a terceros. Sin embargo, salvo por el proyecto de Ampliación N°21, se prevé que sus ingresos se mantengan sin mayor variación hasta que se logren concretar los proyectos de ampliación propuestos al Ministerio de Energía y Minas.

Apoyo & Asociados Internacionales (A&A) 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 se encuentran establecidos en contratos de largo plazo. De esta manera, debido a la naturaleza de sus ingresos y a la actualización tarifaria del periodo, los ingresos del 2023 ascendieron a US\$195.5 millones, siendo 8.3% superiores a los del 2022.

REP mantiene bajos niveles de apalancamiento, debido a su alto nivel de capitalización. Es así que, al cierre del 2023, el ratio de apalancamiento financiero (Deuda financiera/EBITDA) ascendió a 1.86x, menor al mostrado al cierre del año anterior (1.92x), a pesar de que el saldo de la deuda financiera se incrementó ligeramente a US\$268.3 millones (US\$260.6 millones al 2022), como consecuencia del incremento de la generación de caja, reflejado en un mayor EBITDA.

Por su parte, la generación de caja estable y predecible ha permitido que muestre niveles de cobertura de servicio de deuda holgados, es así que dicho ratio (EBITDA/Servicio de Deuda) fue de 2.59x en el 2023. 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.

A&A espera que, a pesar de las expectativas de bajo crecimiento de la economía peruana, los indicadores de rentabilidad, cobertura y apalancamiento de REP se mantendrán dentro de lo correspondiente a la clasificación de riesgo otorgada, debido a la naturaleza del sector de transmisión eléctrica en el Perú.

¿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 auditada a diciembre 2023.

Clasificaciones otorgadas en Comités de fechas 15/05/2024 y 24/10/2023.

Perspectiva

Estable

Indicadores Financieros

Indicadores Financieros (Cifras en miles de US\$)	Dic-23	Dic-22	Dic-21
Ingresos	195,473	180,547	171,902
EBITDA	141,127	132,953	122,654
Flujo de Caja Operativo (CFO)	101,672	66,849	73,289
Deuda Financiera Total	262,642	255,140	250,952
Caja y valores	69,514	41,356	28,106
Deuda Financiera / EBITDA	1.86	1.92	2.05
Deuda Financiera Neta / EBITDA	1.37	1.61	1.82
EBITDA / Gastos Financieros	8.85	10.73	10.65

Fuente: REP

Metodologías Aplicadas

Metodología de Clasificación de Empresas No Financieras (03-2022)

Analista

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 6,318 km de circuitos de 220, 138 y 60 kV, que recorren 20 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 Interconexión Eléctrica SA ESP (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 dos Grupos colombianos de larga trayectoria en el negocio de transmisión eléctrica: ISA y el Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P (GEB).

ISA tiene presencia empresarial en Latinoamérica, 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.

ISA Matriz cuenta con una clasificación local de AAA(col) por Fitch Ratings y clasificaciones internacionales por Fitch Ratings de BBB y por *Moody's* de Baa2, ambas con perspectiva estable.

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 local por Fitch Ratings de AAA(col) y clasificaciones internacionales por Fitch Ratings de BB+ (perspectiva estable) y por *Moody's* de Baa3, con perspectiva negativa.

Por otro lado, Grupo Energía Bogotá S.A. - GEB (clasificación local de AAA(col) y clasificación internacional de BBB con perspectiva estable, por Fitch Ratings y Baa2 con perspectiva

negativa 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.

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 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 A&A (www.aai.com.pe), 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.

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 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, ISA creó la filial Proyectos de Infraestructura de Perú (PDI), la cual podría darle mayor flexibilidad financiera a REP y CTM. Con esto, los accionistas vienen consolidando su posición en el mercado local.

Sector Eléctrico - Transmisión

A&A considera al sector eléctrico como uno de los más resilientes de la economía, lo que le ha permitido mostrar un comportamiento de crecimiento sostenido en su capacidad de generación de caja, aún en escenarios económicos poco favorables.

La transmisión de energía eléctrica 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 revisar y actualizar 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 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.

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 y eso lleva a que las líneas de transmisión que se dirigen al norte y al sur del país se sobrecarguen (y en algunos casos se congestionen) pudiendo provocar desconexiones imprevistas de algunas líneas de transmisión. Estas

debilidades se deben a los atrasos en las adjudicaciones de proyectos de transmisión.

Inversiones y proyectos en el sector

De acuerdo con información publicada por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), actualmente se encuentran en ejecución 21 proyectos de transmisión de energía eléctrica, cuya inversión se estima en más de US\$1,200 millones.

El objetivo es aumentar la seguridad y confiabilidad del SEIN e impulsar las actividades productivas del país. Entre los proyectos que destacan están: (i) Enlace de 500 kV Huánuco-Tocache-Celendín-Trujillo, ampliaciones y subestaciones asociadas; (ii) Enlace 500 kV Celendín-Piura, ampliaciones y subestaciones asociadas; (iii) LT 500 kV Subestación Piura Nueva-Frontera; y, (iv) Enlace 500 kV Nueva Yanango-Nueva Huánuco y subestaciones asociadas.

Cambios Regulatorios

En febrero del 2023, se publicó el proyecto de Decreto Supremo que establece ciertas disposiciones complementarias para el Plan Ambiental Detallado regulado en el Reglamento Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas (aprobado mediante Decreto Supremo N°014-2019-EM).

Estrategia

La estrategia al 2030 se enfoca en un portafolio de negocios equilibrado: buscan la generación de valor a sus accionistas, asegurando la vigencia corporativa y creando impacto social y ambiental positivo. La estrategia se soporta en cuatro pilares: verde, innovación, desarrollo, y articulación.

Para alcanzar los objetivos hacia el 2030, la Empresa realiza seis misiones, que se componen de iniciativas estratégicas, y son transversales a la empresa.

Lo anterior se soporta en la aplicación de nueva tecnología, implementación de eficiencias y gestión de información. Asimismo, buscan desarrollar nuevos negocios, desarrollar nuevas capacidades organizacionales, innovar, fortalecer relaciones con grupos de interés e implementar programas sociales.

Operaciones

Los ingresos operativos de REP se componen principalmente de servicios de transmisión de energía eléctrica, provenientes de contratos con el Estado y privados, y servicios complementarios. En el 2023, los ingresos por servicios de transmisión de energía eléctrica representaron el 85.5% de los ingresos operativos (87.5% en el 2022).

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 por servicios de transmisión de energía eléctrica 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.

Esas últimas fueron acordadas con el Estado ante la necesidad de realizar ampliaciones y mejoras en la concesión. A diciembre del 2023, se registraron 20 ampliaciones en operación comercial y una en construcción (Ampliación N°21).

Para la Ampliación N°21, se suscribió la adenda, el 6 de setiembre del 2022, incluyéndola en el Contrato de Concesión entre REP y el MINEM. El proyecto trata del nuevo circuito de línea (3er) entre las subestaciones Chilca y Subestación Independencia y ampliaciones de subestaciones asociadas. La ampliación involucra una inversión de US\$13.3 MM (US\$4.2 MM a diciembre del 2023) y la puesta en operación comercial está programada para el 2025.

En cuanto a la RA, esta fue calculada en US\$182.5 millones para el periodo mayo 2023 – abril 2024 (equivalente a 3.1x, lo que inicialmente se estableció en el Contrato de Concesión).

Asimismo, los ingresos por servicios complementarios 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 y contratos privados.

Estos ingresos están constituidos por: servicios prestados a relacionadas; servicios de transmisión adicionales; servicios de operación y mantenimiento; servicios técnicos especializados; y otros ingresos complementarios.

Los principales clientes de REP para la operación y mantenimiento de líneas y el servicio de gerenciamiento son: CTM, ISA Perú y Consorcio Yapay S.A.; mientras que para otros servicios son empresas de telecomunicaciones, transmisoras de energía, minería, entre otras.

La disponibilidad, durante el 2023, fue de 98.3% y es menor a la mostrada en años anteriores (99.5% en promedio entre el 2019 y 2022), debido a los trabajos de mantenimiento mayor programados.

Por su parte, el número de fallas por cada 100 km, durante el 2023, se situó en 1.22 para las líneas de 220 kV (0.94 en el 2022); mientras que el número de fallas por cada 100 km en líneas de 138 kV fue de 3.4, por encima del estándar internacional (3.0), producto de factores atmosféricos.

Desempeño Financiero

Los ingresos crecieron en 8.3%, debido principalmente a mayores ingresos por transmisión de energía.

Los ingresos de REP no están expuestos a riesgos de precio ni de demanda, y 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 por contratos privados de largo plazo.

Por otro lado, el aumento de la demanda de energía eléctrica y la necesidad de redes que soporten la electricidad comercializada en el SEIN han permitido que la Empresa incremente sus ingresos a través de ampliaciones en el sistema de transmisión y de los servicios prestados a terceros.

Durante el 2023, los ingresos de REP ascendieron a US\$195.5 millones, 8.3% superiores a los resultados del 2022 (US\$180.5 millones), producto de la actualización tarifaria anual. En el caso de los ingresos complementarios, también fueron mayores a los del 2022 (+9.9%).

Es importante destacar que no se han considerado los ingresos por servicios de construcción, ya que el margen por dicho servicio no es relevante, y son similares a los costos incurridos de construcción.

Para el 2023, el EBITDA ascendió a US\$141.1 millones, superior en 6.1% al presentado en el 2022 (US\$133.0 millones), mientras que el margen EBITDA se ubicó en 72.2%, ligeramente inferior al presentado en el 2022 y es similar al promedio de los últimos cinco años (72.1%), mostrando un sólido nivel de estabilidad.

Por otro lado, la cobertura de gastos financieros se redujo por el mayor nivel de deuda tomada a diciembre del 2023 y el incremento del costo de financiamiento, a pesar del incremento del EBITDA. Así, este indicador pasó de 10.73x a 8.85x del 2022 al 2023, respectivamente. Sin embargo, A&A considera que la compañía mantiene ratios holgados de cobertura.

Finalmente, la utilidad neta generada, durante el 2023, fue de US\$67.2 millones, superior a la obtenida en el 2022 (US\$64.5 millones).

Respecto al flujo de caja, es importante mencionar que, desde el 2003, el flujo de caja operativo neto de la compañía (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 2023, REP generó un flujo de caja operativo de US\$101.7 millones, el cual permitió financiar por US\$14.4 millones y repartir dividendos por US\$64.4 millones. Adicionalmente, durante el 2023, y producto del refinanciamiento de deuda financiera, la variación neta de deuda fue positiva por US\$5.7 millones, llevando a que la variación de caja fuera positiva por US\$28.4 millones.

Estructura de Capital

El refinanciamiento de la deuda incrementó la duración de la misma, reduciendo la presión sobre la liquidez de corto plazo; pero con un costo de financiamiento más alto por una coyuntura de mayores tasas.

A diciembre del 2023, el total de pasivos ascendió a US\$343.7 millones, similar al del cierre del 2022 (US\$341.9 millones), a pesar del ligero incremento en la deuda financiera total.

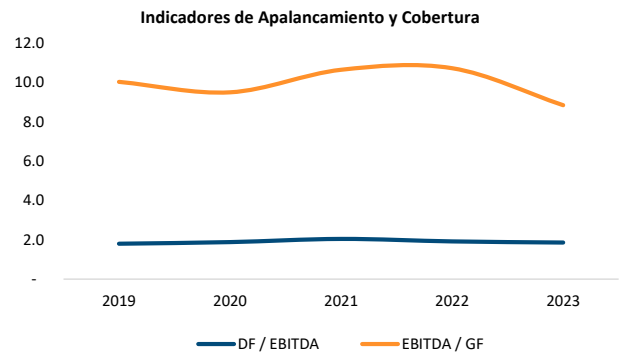
La deuda financiera total (incluyendo deuda fuera del balance) se incrementó a US\$268.3 millones (US\$260.6 millones a diciembre 2022), principalmente debido al nuevo financiamiento de mediano plazo con *Export Development Canada* por un total de US\$106 millones.

Dichos fondos se utilizaron para refinanciar otros financiamientos con vencimientos de corto plazo, por lo que la deuda financiera de corto plazo redujo su participación, de 24.4% al 2022, a 14.7% al 2023, sin considerar la deuda fuera de balance.

Actualmente, la deuda financiera de REP se compone de: préstamos bancarios (67.9%), bonos corporativos (30.1%), pasivos por arrendamiento (1.8%) y contratos de arrendamiento financiero (0.3%).

Por su parte, el patrimonio ascendió a US\$142.8 millones, mayor al del cierre del 2022 (US\$139.8 millones), debido a la mayor utilidad generada en el período. Como consecuencia de lo anterior, el ratio de deuda ajustada/capitalización ajustada se mantuvo en un nivel similar al del 2022, y fue de 65.2% a diciembre 2023.

El efecto combinado del incremento del EBITDA y el mayor saldo de deuda llevó a que el nivel de apalancamiento financiero (Deuda financiera / EBITDA) se mantuviera similar al de diciembre del 2022 (1.92x), ascendiendo a 1.86x. Así, este indicador refleja una holgada flexibilidad financiera.



Fuente: REP

Se debe tener presente que la deuda financiera está denominada en moneda extranjera, por lo que la Empresa no está expuesta al riesgo de tipo de cambio.

Asimismo, cabe destacar que, a diciembre del 2023, REP está expuesto a riesgo de tasa de interés, ya que más del 40% de su deuda tiene tasa variable (correspondiente al préstamo con el *Export Development Canada*).

Lo anterior se explica por la coyuntura de tasas altas y la posibilidad de reducir el costo de financiamiento cuando las tasas se reduzcan. La empresa se mantiene monitoreando las condiciones para refinanciar dicha deuda o para tomar un derivado en caso sea conveniente.

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%	Al vencimiento

Fuente: REP

La emisión vigente cuenta con tasa de interés fija y no tiene opción de rescate, ni está sujeto al 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 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.



Las características de la emisión se ven 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%	Al vencimiento

Fuente: REP

La emisión vigente, a diciembre del 2023, se amortizará en una sola cuota al vencimiento (abril del 2031). Esta emisión no cuenta con opción de rescate. Adicionalmente, ésta vence un año y seis meses antes del vencimiento de la concesión otorgada por el Estado (setiembre del 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)

	Dic-23	Dic-22	Dic-21	Dic-20	Dic-19
Rentabilidad					
EBITDA	141,127	132,953	122,654	120,052	120,891
Mg. EBITDA	72.2%	73.6%	71.4%	71.8%	71.7%
(FFO + Cargos fijos) / Capitalización ajustada	29.2%	28.6%	27.6%	24.3%	23.9%
FCF / Ingresos	11.7%	4.4%	-12.8%	-3.2%	4.5%
ROE	47.5%	48.1%	36.3%	25.4%	34.2%
Cobertura					
Cobertura de intereses del FFO	7.53	9.24	9.23	7.76	8.26
EBITDA / Gastos financieros	8.85	10.73	10.65	9.51	10.04
EBITDA / Servicio de deuda	2.59	1.78	1.36	3.79	7.66
FCF / Servicio de deuda	0.71	0.28	-0.11	0.16	1.21
CFO / Inversión en Activo Fijo	7.05	13.63	21.18	3.68	9.15
(EBITDA + caja) / Servicio de deuda	3.87	2.33	1.67	4.19	8.86
Estructura de capital y endeudamiento					
Deuda financiera total / EBITDA	1.86	1.92	2.05	1.88	1.80
Deuda financiera neta / EBITDA	1.37	1.61	1.82	1.78	1.65
Costo de financiamiento estimado	6.2%	4.9%	4.8%	5.7%	5.6%
Deuda financiera CP / Deuda financiera total	14.7%	24.4%	31.5%	8.4%	1.7%
Deuda ajustada total / Capitalización ajustada	65.2%	65.1%	66.7%	57.7%	53.6%
Balance					
Activos totales	486,550	481,710	489,617	502,014	512,591
Caja e inversiones corrientes	69,514	41,356	28,106	12,617	18,809
Deuda financiera Corto Plazo	38,550	62,344	78,945	19,049	3,729
Deuda financiera Largo Plazo	224,091	192,795	172,007	207,078	214,008
Deuda financiera total	262,642	255,140	250,952	226,127	217,737
Deuda fuera de Balance	5,620	5,415	5,503	6,410	5,362
Deuda ajustada total	268,261	260,555	256,455	232,537	223,099
Patrimonio Total	142,871	139,766	128,177	170,406	193,306
Capitalización ajustada	411,132	400,321	384,633	402,943	416,405
Flujo de caja					
Flujo de caja operativo (CFO)	101,672	66,849	78,289	89,003	75,813
Inversiones en Activos Fijos	(14,422)	(4,904)	(3,696)	(24,210)	(8,289)
Dividendos comunes	(64,461)	(54,061)	(96,613)	(70,132)	(60,000)
Flujo de caja libre (FCF)	22,789	7,885	(22,020)	(5,339)	7,524
Ventas de Activo Fijo	-	446	-	36	26
Otras inversiones, neto	-	-	8,206	(5,306)	(2,900)
Variación neta de deuda	5,659	4,838	30,356	7,633	(1,402)
Variación neta de capital	-	-	-	-	-
Otros financiamientos, netos	-	-	-	-	-
Variación de caja	28,448	13,169	16,543	(2,976)	3,248
Resultados					
Ingresos	195,473	180,547	171,902	167,240	168,589
Variación de Ingresos	8.3%	5.0%	2.8%	-0.8%	1.7%
Utilidad operativa (EBIT)	104,115	95,630	82,139	78,701	97,942
Gastos financieros	(15,945)	(12,392)	(11,517)	(12,630)	(12,046)
Resultado neto	67,180	64,461	54,165	46,208	64,934

Vencimientos de Deuda no corriente (Diciembre 2023)	2025	2026	2027+
US\$ Millones	35,477	38,177	150,437

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*

Juan Emilio Posada Echeverri	Presidente del Directorio
Juan Ricardo Ortega López	Vicepresidente del Directorio
César Augusto Arias Hernández	Director
Luis Alejandro Camargo Suan	Director
Fredy Antonio Zuleta Dávila	Director
Sebastián Castañeda Arbeláez	Director Alterno
Gabriel Melguizo Posada	Director Alterno
Brenda Rodríguez Tovar	Director Alterno
Andrés Baracaldo Sarmiento	Director Alterno
Walter Sciutto Brattoli	Director Alterno

Relación de ejecutivos*

Cristian Augusto Remolina Álvarez	Gerente General
Lina Patricia Coy Calixto	Gerente de Proyectos
Gonzalo León Maya Agudelo	Gerente de Finanzas
Jorge Güimac Dávila	Gerente de Desarrollo de Negocios
Jorge Leonidas Lafitte Vega	Gerente de Operaciones y Mantenimiento
María del Pilar Villacorta Saroli	Gerente de Talento y Gestión Empresarial
Luis Enrique Olivos Román	Contralor
Vidal Galindo Verástegui	Subgerente de Departamento de Asesoría Jurídica
Mónica Tomanguilla Guimac	Subgerente de Auditoría Interna
Cecilia Tagata Silva	Subgerente de Sostenibilidad y Comunicaciones

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 diciembre 2023

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.