

# 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 protegidos por normas que aseguran su recaudación, 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. La ampliación N°21 inició operaciones, en marzo 2025, y se encuentran desarrollando dos proyectos de ampliación (N°23 y N°24) que, conforme inicien operaciones, generarán ingresos adicionales a la Empresa.

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 2024 ascendieron a US\$220.9 millones, siendo 10.7% superiores a los del 2023.

REP mantiene bajos niveles de apalancamiento, debido a su alto nivel de capitalización. Es así que, a diciembre 2024, el ratio de apalancamiento financiero (Deuda financiera senior/EBITDA) ascendió a 1.48x, menor al mostrado al cierre del año anterior (1.81x), debido a la reducción del saldo de la deuda financiera a US\$222.6 millones (US\$257.4 millones al 2023) y al incremento de la generación de caja, reflejado en un mayor EBITDA.

Por su parte, la generación de caja estable y predecible permite prever que mantendrá holgados niveles de cobertura de servicio de deuda; cuyo ratio (EBITDA/Servicio de Deuda) fue de 2.82x en el 2024. 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 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 2024.

Clasificaciones otorgadas en Comités de fechas  
16/05/2025 y 07/11/2024.

## Perspectiva

Estable

## Indicadores Financieros

| Indicadores Financieros<br>(Cifras en miles de dólares) | Dic-22  | Dic-23  | Dic-24  |
|---------------------------------------------------------|---------|---------|---------|
| Ingresos Brutos                                         | 180,577 | 199,657 | 220,946 |
| EBITDA                                                  | 134,002 | 142,206 | 150,188 |
| Flujo de Caja Operativo (FCO)                           | 65,284  | 101,672 | 103,990 |
| Deuda Financiera Ajustada                               | 259,701 | 267,667 | 291,317 |
| Caja e Inversiones Corrientes                           | 41,356  | 69,514  | 56,240  |
| Deuda Financiera Ajustada Neta / EBITDA                 | 1.6x    | 1.4x    | 1.6x    |
| EBITDA / Gastos Financieros Totales                     | 10.8x   | 8.9x    | 9.9x    |

Fuente: Red de Energía del Perú S.A.

## Metodologías Aplicadas

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

## Analista

Julio Loc  
[julioloc@aai.com.pe](mailto:julioloc@aai.com.pe)

T. (511) 444 5588

## Perfil

Red de Energía del Perú (REP) es el mayor transportador de energía eléctrica en el Perú. Su área de concesión abarca 49 subestaciones y 6,319 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 cuenta con una clasificación local de AAA(col) por Fitch Ratings y clasificaciones internacionales por Fitch Ratings de BBB con perspectiva negativa y, por Moody's de Baa2.

## 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<sup>1</sup> 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 SPT, 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.

<sup>1</sup> Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas

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 cartera 31 proyectos de transmisión de energía eléctrica, cuya inversión se estima en más de US\$2,521 millones<sup>2</sup>. El objetivo es aumentar la seguridad y confiabilidad del SEIN e impulsar las actividades productivas del país.

Por otro lado, el Plan Vinculante de Transmisión, publicado por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional – COES, y que debería concluirse hasta el 2030, establece 19 proyectos cuya inversión conjunta se estima en aproximadamente US\$1,018 millones.

Entre los proyectos que destacan por monto de inversión están: (i) Enlace de 500 kV Colectora-Bicentenario-Chilca, ampliaciones y subestaciones asociadas; (ii) Enlace 500 kV Miguel Grau-Pariñas y SE Pariñas 500/220 kV, ampliaciones y subestaciones asociadas; (iii) Enlace 220 kV Tintaya Nueva-Nueva San Gabán, ampliaciones y subestaciones; y, (iv) Enlace 220 kV Nueva San Gabán-Puerto Maldonado, ampliaciones y subestaciones asociadas.

### 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 2024, los ingresos por servicios de transmisión de energía eléctrica representaron el 80.5% de los ingresos operativos (85.5% en el 2023).

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

Los ingresos por servicios de transmisión de energía eléctrica percibidos por la Empresa corresponden a 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 2024, se registraron 20 ampliaciones en operación comercial y tres en proyecto (ampliaciones N°21, N°23 y N°24).

La Ampliación N°21, cuya adenda fue suscrita 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 entre las subestaciones Chilca y SE Independencia y ampliaciones de subestaciones asociadas. La ampliación involucró una inversión de US\$13.3 MM y la puesta en operación comercial en marzo 2025.

La Ampliación N°23, cuya adenda fue suscrita el 6 de diciembre del 2024, consiste en: Ampliación SE. Ayaviri 138/22.9/10kV; Ampliación SE Trujillo Norte 220/138/10kV; Ampliación SE Guadalupe 220/60/10kV; Ampliación SE Chiclayo Oeste 220/60/10kV; e, Implementación de Celdas MT en SE Trujillo Norte. El monto estimado de inversión es de US\$27.2 millones y, a diciembre 2024, la Compañía no había efectuado inversiones.

Finalmente, la Ampliación N°24, cuya adenda fue suscrita el 27 de agosto del 2024, consiste en: SE Nueva Virú 220/60 kV- Etapa 1 y SE Nueva Virú 220/138/60 kV – Definitivo, cuyos plazos de construcción son de 24 y 34 meses respectivamente. El plazo de operación estimado es de 5 años para la etapa 1 y de 6 años para la etapa definitiva; este plazo se considera hasta el fin de la Concesión de ETECEN-ETESUR. El valor de inversión referencial es US\$44.1 millones. A diciembre del 2024, la Compañía ha efectuado inversiones en este proyecto por US\$2.1 millones.

En cuanto a la RA, esta fue calculada en US\$190.0 millones para el periodo mayo 2024 – abril 2025. 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

<sup>2</sup> <https://www.gob.pe/institucion/minem/noticias/1084859-minem-importantes-proyectos-de-generación-y-transmisión-eléctrica-se-ejecutarán-el-2025-en-todo-el-país>

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 Eléctrico Yapay S.A.; mientras que para otros servicios son empresas transmisoras de energía, minería, entre otras.

La disponibilidad, a diciembre 2024, fue de 99.3%, superior a la del 2023 (98.3%), y similar a la mostrada en años anteriores (99.5% en promedio entre el 2019 y 2022).

Por su parte, el número de fallas por cada 100 km, durante el 2024, se situó en 0.98 para las líneas de 220 kV (1.22 en el 2023); mientras que el número de fallas por cada 100 km en líneas de 138 kV fue de 2.32, debajo del estándar internacional (3.0).

## Desempeño Financiero

**REP continuó mostrando una tendencia positiva en su rentabilidad, debido principalmente al crecimiento de sus ingresos por transmisión, los cuales tienen un alto grado de estabilidad y predictibilidad.**

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 2024, los ingresos de REP ascendieron a US\$220.1 millones, 10.7% superiores a los resultados del 2023 (US\$199.7 millones), producto de la actualización tarifaria anual y a mayores ingresos por construcción.

Para dicho período, el EBITDA ascendió a US\$150.2 millones, superior en 5.6% al presentado en el 2023 (US\$142.2 millones), mientras que el margen EBITDA se ubicó en 68.0%, ligeramente inferior al presentado en el 2023 (71.2%), debido principalmente a que los ingresos por construcción no generan márgenes relevantes.

Por otro lado, la cobertura de gastos financieros mejoró por el mayor nivel de generación de caja. Así, este indicador pasó de 8.92x a 9.93x del 2023 al 2024, respectivamente. A&A considera que la compañía mantiene ratios holgados de cobertura.

Finalmente, la utilidad neta generada, durante el 2024, fue de US\$80.0 millones, superior a la obtenida en el 2023 (US\$67.2 millones), debido principalmente al crecimiento de los ingresos.

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 2024, REP generó un flujo de caja operativo de US\$104.0 millones, el cual permitió financiar inversiones en activos por US\$14.9 millones y repartir dividendos por US\$67.2 millones. Adicionalmente, durante el mismo período, se amortizó deuda por US\$35.3 millones, por lo que la variación de caja fue de menos US\$13.4 millones.

## Estructura de Capital

**El refinanciamiento de la deuda incrementó la duración de la misma, reduciendo la presión sobre la liquidez de corto plazo. Además, continuó con la disminución de su deuda financiera.**

A diciembre 2024, el total de pasivos ascendió a US\$305.4 millones, menor al de diciembre 2023 (US\$343.7 millones), debido principalmente a la reducción de la deuda financiera.

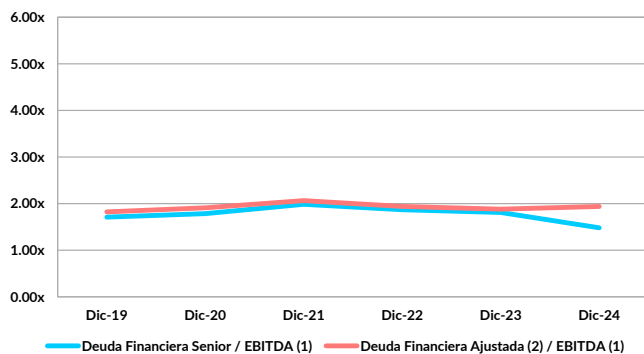
La deuda financiera ajustada (incluyendo deuda fuera del balance) se incrementó a US\$291.3 millones (US\$267.7 millones a diciembre 2023), debido principalmente al incremento en el saldo de las cartas fianzas emitidas en respaldo del Consorcio Energético Yapay (CEYA) por US\$62.5 millones.

Al cierre del 2024, la deuda financiera de REP estuvo compuesta de: préstamos bancarios (63.0%), bonos corporativos (34.9%), pasivos por arrendamiento (0.6%) y otros (1.5%).

Por su parte, el patrimonio ascendió a US\$155.7 millones, mayor al del cierre del 2023 (US\$142.9 millones), debido a la acumulación de utilidades. El ratio de deuda financiera ajustada/capitalización ajustada se mantuvo en 65.2% entre diciembre 2023 y diciembre 2024, a pesar del incremento del patrimonio, debido al aumento de la deuda fuera de balance.

El mayor saldo de deuda financiera ajustada llevó a que el nivel de apalancamiento financiero (Deuda financiera ajustada/ EBITDA) se incrementó respecto al de diciembre del 2023, pasando de 1.88x a 1.94x al cierre del 2024. A pesar de lo anterior, este indicador refleja una holgada flexibilidad financiera.

### Apalancamiento (x)



Fuente: Red de Energía del Perú

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 2024, REP está expuesta a riesgo de tasa de interés, ya que más del 45% de su deuda tiene tasa variable (correspondiente al préstamo con el Export Development Canada).

## 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 2024, se amortizará en una sola cuota al vencimiento (abril del 2031). Esta emisión no cuenta con opción de rescate. Adicionalmente, 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**

(Cifras en miles de dólares)

| Tipo de Cambio S/ / US\$ a final del Período    | 3.31     | 3.62     | 3.99     | 3.81     | 3.71     | 3.76     |
|-------------------------------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
|                                                 | Dic-19   | Dic-20   | Dic-21   | Dic-22   | Dic-23   | Dic-24   |
| <b>RESULTADOS</b>                               |          |          |          |          |          |          |
| Ingresos Brutos                                 | 176,008  | 188,257  | 174,794  | 180,577  | 199,657  | 220,946  |
| Variación de Ingresos                           | -1.6%    | 7.0%     | -7.2%    | 3.3%     | 10.6%    | 10.7%    |
| Utilidad Operativa                              | 97,940   | 78,650   | 82,148   | 95,633   | 104,130  | 118,810  |
| EBITDA (1)                                      | 122,147  | 121,548  | 124,086  | 134,002  | 142,206  | 150,188  |
| Margen EBITDA (%)                               | 69.4%    | 64.6%    | 71.0%    | 74.2%    | 71.2%    | 68.0%    |
| Gastos Financieros                              | 11,647   | 12,236   | 11,178   | 12,171   | 15,706   | 15,942   |
| Gastos Financieros por Arrendamientos           | 398      | 395      | 339      | 221      | 239      | (817)    |
| Gastos Financieros Totales                      | 12,046   | 12,630   | 11,517   | 12,392   | 15,945   | 15,125   |
| Utilidad Neta sin Participación no Controladora | 64,934   | 46,208   | 54,165   | 64,461   | 67,180   | 79,980   |
| <b>BALANCE</b>                                  |          |          |          |          |          |          |
| Activos Totales                                 | 512,591  | 502,014  | 489,617  | 481,710  | 486,550  | 461,025  |
| Caja y Equivalentes                             | 18,809   | 12,617   | 28,106   | 41,356   | 69,514   | 56,240   |
| Cuentas por Cobrar Totales                      | 29,959   | 26,246   | 31,274   | 34,752   | 26,431   | 33,808   |
| Inventarios                                     | 11,562   | 10,698   | 11,511   | 12,592   | 13,207   | 11,833   |
| Cuentas por Pagar Totales                       | 12,516   | 13,290   | 15,098   | 11,183   | 12,629   | 18,022   |
| Deuda Financiera Senior Corto Plazo             | 3,359    | 18,490   | 78,560   | 62,058   | 38,055   | 37,850   |
| Deuda Financiera Senior Largo Plazo             | 205,445  | 198,641  | 167,578  | 188,333  | 219,306  | 184,715  |
| Deuda Financiera Senior Total                   | 208,804  | 217,131  | 246,138  | 250,391  | 257,361  | 222,564  |
| Pasivos por Arrendamiento CP                    | 370      | 559      | 385      | 286      | 495      | 369      |
| Pasivos por Arrendamiento LP                    | 8,104    | 7,856    | 3,985    | 3,609    | 4,176    | 102      |
| Pasivos por Arrendamiento                       | 8,474    | 8,415    | 4,370    | 3,895    | 4,671    | 470      |
| Deuda Financiera Ajustada (2)                   | 222,640  | 231,957  | 256,011  | 259,701  | 267,667  | 291,317  |
| Patrimonio Total                                | 193,306  | 170,406  | 128,177  | 139,766  | 142,871  | 155,670  |
| Total Patrimonio (sin Part. Controladora)       | 193,306  | 170,406  | 128,177  | 139,766  | 142,871  | 155,670  |
| Capitalización (3)                              | 402,110  | 387,537  | 374,316  | 390,157  | 400,232  | 378,235  |
| Capitalización Ajustada (5)                     | 415,946  | 402,362  | 384,189  | 399,467  | 410,538  | 446,987  |
| <b>FLUJO DE CAJA</b>                            |          |          |          |          |          |          |
| Flujo de Caja Operativo (CFO)                   | 75,813   | 89,003   | 78,289   | 65,284   | 101,672  | 103,990  |
| Inversiones en Activos Fijos                    | (690)    | (3,105)  | (556)    | (1,448)  | (4,405)  | (3,379)  |
| Flujo de Caja Disponible para el SD (FCSD)      | 75,122   | 85,898   | 77,733   | 63,835   | 97,267   | 100,611  |
| Dividendos                                      | (60,000) | (70,132) | (96,613) | (54,061) | (64,461) | (67,180) |
| Variación Neta de Deuda                         | (1,402)  | 7,633    | 30,356   | 4,838    | 5,659    | (35,336) |
| Intereses Pagados                               | -        | -        | -        | -        | -        | -        |
| Aportes de Capital                              | -        | -        | -        | -        | -        | -        |
| Otros Movimientos de Caja                       | (10,472) | (26,375) | 5,067    | (3,010)  | (10,017) | (11,506) |
| Variación de Caja                               | 3,248    | (2,976)  | 16,543   | 11,603   | 28,448   | (13,411) |



**Ratios Financieros - Red de Energía del Perú**

(Cifras en miles de dólares)

|                                              |               |               |               |               |               |               |
|----------------------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Tipo de Cambio S/ / US\$ a final del Período | 3.314         | 3.621         | 3.987         | 3.814         | 3.709         | 3.764         |
|                                              | <b>Dic-19</b> | <b>Dic-20</b> | <b>Dic-21</b> | <b>Dic-22</b> | <b>Dic-23</b> | <b>Dic-24</b> |

**COBERTURA**

|                                              |         |        |         |        |        |        |
|----------------------------------------------|---------|--------|---------|--------|--------|--------|
| EBITDA / Gastos Financieros Totales          | 10.14x  | 9.62x  | 10.77x  | 10.81x | 8.92x  | 9.93x  |
| EBITDA / Servicio de Deuda (4)               | 7.74x   | 3.84x  | 1.37x   | 1.79x  | 2.61x  | 2.82x  |
| FCO / Inversión en Activos Fijos             | 109.82x | 28.67x | 140.79x | 45.08x | 23.08x | 30.78x |
| (FCSD + Gastos Fin.) / Servicio de Deuda (4) | 5.53x   | 3.11x  | 0.99x   | 1.02x  | 2.08x  | 2.17x  |

**SOLVENCIA**

|                                                             |       |       |       |       |       |       |
|-------------------------------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Deuda Financiera Senior / Capitalización (3)                | 51.9% | 56.0% | 65.8% | 64.2% | 64.3% | 58.8% |
| Deuda Financiera Senior / EBITDA (1)                        | 1.71x | 1.79x | 1.98x | 1.87x | 1.81x | 1.48x |
| Deuda Financiera Senior Neta / EBITDA (1)                   | 1.56x | 1.68x | 1.76x | 1.56x | 1.32x | 1.11x |
| Deuda Financiera Ajustada (2) / Capitalización Ajustada (5) | 53.5% | 57.6% | 66.6% | 65.0% | 65.2% | 65.2% |
| Deuda Financiera Ajustada (2) / EBITDA (1)                  | 1.82x | 1.91x | 2.06x | 1.94x | 1.88x | 1.94x |
| Deuda Financiera Ajustada Neta / EBITDA (1)                 | 1.67x | 1.80x | 1.84x | 1.63x | 1.39x | 1.57x |
| Total Pasivo / Total Patrimonio                             | 4.97x | 1.95x | 2.82x | 2.45x | 2.41x | 1.96x |
| Deuda Financiera Senior CP / Deuda Financiera               | 1.6%  | 8.5%  | 31.9% | 24.8% | 14.8% | 17.0% |

**LIQUIDEZ**

|                                    |       |       |         |         |       |       |
|------------------------------------|-------|-------|---------|---------|-------|-------|
| Liquidez Corriente                 | 1.40x | 0.91x | 0.61x   | 0.85x   | 1.44x | 1.27x |
| Caja / Deuda Financiera CP         | 5.60x | 0.68x | 0.36x   | 0.67x   | 1.83x | 1.49x |
| Variación de Capital de Trabajo    | 3,172 | 5,351 | (4,032) | (8,475) | 9,151 | (610) |
| Días Promedio de Cobro (días)      | 62    | 51    | 65      | 70      | 48    | 56    |
| Días Promedio de Pago (días)       | 69    | 49    | 67      | 56      | 57    | 74    |
| Días Promedio de Inventario (días) | 64    | 39    | 51      | 63      | 60    | 49    |

**RENTABILIDAD**

|                  |       |       |       |       |       |       |
|------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Margen Bruto (%) | 62.4% | 47.4% | 52.7% | 59.4% | 59.8% | 60.0% |
| Margen Neto (%)  | 36.9% | 24.5% | 31.0% | 35.7% | 33.6% | 36.2% |
| ROAE (%)         | 34.2% | 25.4% | 36.3% | 48.1% | 47.5% | 53.6% |

(1) EBITDA: Utilidad Operativa (sin considerar otros Ingresos ni Egresos) + Depreciación & Amortización

(2) Deuda Financiera Ajustada: Deuda Financiera + Pasivos por Arrendamiento + Deuda Fuera de Balance + Deuda Subordinada

(3) Capitalización: Deuda Financiera + Patrimonio Neto + Acciones Preferentes + Interés Minoritario

(4) Servicio de Deuda: Gastos Financieros Totales + Parte Corriente de la Deuda de Largo Plazo + Pasivos por Arrendamiento de Corto Plazo

(5) Capitalización Ajustada: Deuda Financiera Ajustada + Patrimonio Neto + Acciones Preferentes + Interés Minoritario



### Antecedentes

|                  |                                                           |
|------------------|-----------------------------------------------------------|
| Emisor:          | Red de Energía del Perú S.A.                              |
| Domicilio legal: | Av. Santa Cruz N° 120. Ofic. 301<br>San Isidro, Lima-Perú |
| RUC:             | 20504645046                                               |
| Teléfono:        | (511) 712 6600                                            |

### Relación de directores

|                                |                               |
|--------------------------------|-------------------------------|
| Jorge Andrés Carrillo Cardoso  | Presidente del Directorio     |
| Juan Ricardo Ortega López      | Vicepresidente del Directorio |
| Sonia Margarita Abuchar Alemán | Director Titular              |
| Fredy Antonio Zuleta Dávila    | Director Titular              |
| Gabriel Jaime Melguizo Posada  | Director Titular              |
| Brenda Rodríguez Tovar         | Director Alterno              |
| Andrés Baracaldo Sarmiento     | Director Alterno              |
| Juan Miguel Cayo Mata          | Director Alterno              |
| Jaime Enrique Falquez Ortiga   | Director Alterno              |
| Jorge Luis Ramos Felices       | 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 |

### 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% |

## 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.