

ENGIE Energía Perú S.A. y subsidiarias

Fundamentos

Las clasificaciones otorgadas reflejan la sólida posición financiera de ENGIE Energía Perú S.A. (EEP o la Empresa) y subsidiarias, la cual se sustenta en el adecuado nivel de capitalización, la diversificación de sus fuentes de energía y su generación a bajos costos de operación, así como el respaldo, en términos de *know - how*, de su principal accionista, ENGIE, uno de los principales grupos del sector de energía del mundo.

EEP fue, a junio 2024, la primera empresa generadora en términos de capacidad instalada y la tercera privada en generación de energía eléctrica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), con una participación de 14.6% en el total de energía generada durante los últimos 12 meses terminados a junio 2024, la cual ascendió a 8,619.5 GWh.

Las inversiones realizadas han permitido a la Empresa consolidarse como una de las principales generadoras por energía despachada al sistema, con el portafolio de generación más diversificado del país (agua, viento, radiación solar, gas y diésel). EEP es subsidiaria del Grupo ENGIE, a través de International Power S.A. (antes Suez Tractebel S.A.), quien posee el 61.77% del accionariado.

Las expansiones realizadas y las continuas mejoras en la eficiencia operativa, complementadas con una adecuada estrategia comercial y la existencia de sólidos contratos de venta, han permitido a la Empresa mantener una generación de caja capaz de autofinanciar parte importante de sus inversiones y mantener adecuados ratios de deuda sobre capitalización (33.5%, 33.2% y 32.4%, al cierre del 2022, 2023 y junio 2024, respectivamente).

En junio 2023, entró en operación la central eólica Punta Lomitas, la cual cuenta con una capacidad instalada de 260 MW. Asimismo, la expansión de este proyecto ingresó en operación comercial el 24 de diciembre de 2023, y cuenta con una potencia adicional de 36.4 MW. La inversión total del proyecto y su expansión fue de aproximadamente US\$300 millones. Este proyecto fue financiado a través de dos préstamos de largo plazo con el BID, con desembolsos por US\$264 millones en agosto del 2022, y US\$36 millones en enero 2023.

Además, el 21 de marzo del 2024 culminó el proceso de compra de las compañías titulares de dos centrales eólicas en operación: Duna y Huambos (ambas con potencia instalada de 18.4 MW), y dos proyectos eólicos: Naira I y Naira II (ambos con potencia estimada de 20 MW cada uno). Esta compra fue financiada por medio de un préstamo de corto plazo con el BBVA de aproximadamente US\$60 millones, el cual será reemplazado posteriormente por un préstamo de largo plazo.

Asimismo, se debe destacar que, a junio 2024, EEP cuenta con un *pipeline* de proyectos por alrededor de 1,200 MW en energías renovables.

Además, durante los últimos 12 meses terminados a junio 2024, se registró un gasto asociado al reconocimiento del deterioro en el valor de activos de generación según la

Ratings	Actual	Anterior
Bonos Corporativos	AAA	AAA
Acciones	1a(pe)	1a(pe)

Con información financiera no auditada a junio 2024.

Clasificación otorgada en Comités de fecha 13/11/2024
29/05/2024.

Perspectiva

Estable

Indicadores Financieros

Indicadores Financieros (Cifras en millones de US\$)	Dic-22	Dic-23	LTM Jun-24
Ingresos Brutos	555	672	669
EBITDA	191	182	192
Flujo de Caja Operativo (FCO)	56	163	146
Deuda Financiera Ajustada	641	627	626
Caja e Inversiones Corrientes	81	77	84
Deuda Financiera Ajustada Neta / EBITDA	2.9x	3.0x	2.8x
EBITDA / Gastos Financieros Totales	9.3x	5.7x	4.4x

Fuente: ENGIE Energía Perú S.A. y subsidiarias

Metodologías Aplicadas

Metodología de Clasificación de Empresas No Financieras (marzo 2022).

Analistas

Sandra Guedes
sandraguedes@aai.com.pe

Julio Loc
julioloc@aai.com.pe

T. (511) 444 5588

NIC 36 por US\$77.7 millones. Este gasto resultó en una disminución de la utilidad neta del período, que registró US\$1.1 millones.

Durante los últimos 12 meses terminados a junio 2024, el EBITDA¹ ascendió a US\$192.5 millones, aumentando en 6.0% respecto al 2023, debido a los menores costos de generación, producto de la menor generación térmica. A junio 2024, la deuda financiera fue US\$580.1 millones, manteniéndose respecto al cierre del 2023, y fue compuesta principalmente por la deuda adquirida para la construcción de Punta Lomitas y su expansión. Así, el indicador de apalancamiento (Deuda Financiera / EBITDA) fue de 3.0x (2.6x al considerar el indicador neto), por debajo de lo mantenido en el 2023 (3.2x y 2.8x, respectivamente).

Apoyo & Asociados Internacionales (A&A) espera que, con la regularización de las lluvias y el mayor crecimiento de la generación para el segundo semestre del 2024, se registre una recuperación en el margen EBITDA; de manera que se reduzca el apalancamiento, y que el esquema de financiamiento de los proyectos actuales y futuros permita mantener un perfil de riesgo adecuado a las clasificaciones de riesgo otorgadas, considerando el compromiso de los accionistas.

¿Qué podría modificar las clasificaciones asignadas?

Incrementos significativos en los niveles de apalancamiento de manera sostenida, que limiten la flexibilidad financiera de la Empresa, o una reducción en la capacidad de generación de caja constante, podrían tener impactos negativos en la clasificación de riesgo.

¹ Los estados financieros consolidados han sido preparados asumiendo que las empresas se encontraban fusionadas en cada uno de los ejercicios presentados.

Perfil

EEP se constituyó el 20 de setiembre de 1996, bajo el nombre de Powerfin Perú S.A. (EnerSur S.A. a partir de agosto del 2007 y ENGIE Energía Perú S.A. desde marzo del 2016). Desde su constitución, la Empresa ha expandido continuamente su capacidad instalada, y ha pasado de contar con 177 MW en 1997; a 2,694 MW a junio 2024 (incluyendo la potencia de las centrales Duna y Huambos).

Accionistas

EEP, a través de International Power, forma parte del Grupo ENGIE (BBB+ Fitch Ratings), el cual desarrolla actividades en los sectores de energía, infraestructura de redes y servicios energéticos a nivel mundial.

El Grupo ENGIE es uno de los mayores grupos del sector de energía y servicios del mundo. A junio 2024, el Grupo ENGIE contaba con una capacidad de generación de energía de 116.6 GW.

En el primer semestre del 2024, los ingresos consolidados del Grupo ascendieron a € 37.5 billones, mientras que su EBITDA, a € 8.9 billones (€ 47.0 y 9.4 billones en el primer semestre del 2023, respectivamente).

International Power S.A. es el principal accionista de EEP con el 61.77% de las acciones. El 38.23% restante se encuentra dividido entre las AFP's peruanas, compañías de seguros y otras personas naturales y jurídicas.

Sector Eléctrico

Después de la leve recesión del 2023, la economía peruana creció un 2.5% a junio 2024, según el INEI, impulsado por la ausencia de los efectos del fenómeno El Niño Costero (FEN), un entorno político y social menos inestable y un rebote estadístico.

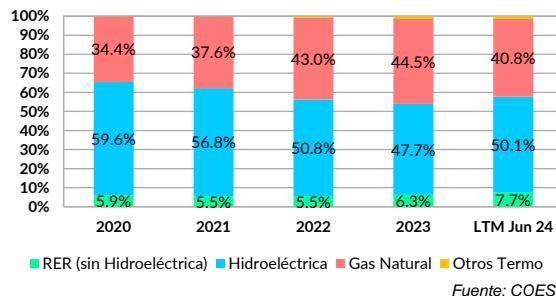
Cabe recordar que, durante el 2023, el sector eléctrico peruano fue marcado por anomalías climatológicas como el ciclón Yaku y el FEN, eventos que resultaron en escasez de hidrología en la zona centro y sur del país.

Por el contrario, el primer semestre del 2024 se vio marcado por una recuperación de la hidrología, y la entrada de importantes proyectos de energía renovable no convencional.

De esta manera, la generación hidroeléctrica (incluyendo la generación RER) representó el 50.1% de la generación total en los últimos doce meses terminados a junio 2024, superior a lo registrado durante el 2023 (47.7%). Es importante señalar que la participación de esta tecnología aún se mantiene por debajo del 57% registrado en el 2019, debido

que no ha entrado en operación nueva capacidad hídrica en el sistema.

**Generación anual del SEIN por fuentes
(% del total)**



■ RER (sin Hidroeléctrica) ■ Hidroeléctrica ■ Gas Natural ■ Otros Término

Fuente: COES

Además, durante el primer semestre del 2024, entraron en operación comercial 422.3 MW de energía renovable no convencional (306.8 MW de energía eólica y 115.5 MW de energía solar). En los últimos años, han entrado en operación comercial importantes proyectos renovables, debido a lo cual la generación RER (sin incluir hidroeléctricas) representó el 7.7% de la generación en los últimos 12 meses terminados a junio 2024 (6.3% en el 2023).

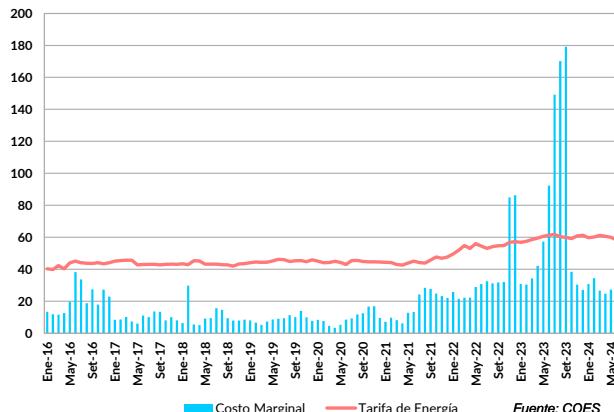
Producto de estos incrementos, la participación de la generación en base a gas natural, en los últimos doce meses terminados a junio 2024, se redujo a 40.8%, por debajo del 44.5% registrado en el 2023. Se debe destacar que la participación del 2023 fue anómala, debido a la sequía ya mencionada.

Además, entre julio y setiembre del 2023, se recurrió a la generación a base de diésel y combustible residual para satisfacer la demanda, lo que resultó en una participación por el 1.5% de la generación. Cabe destacar que la participación promedio de estos recursos, en el periodo del 2017-2021, fue de 0.3%.

Esto resultó en un incremento en el costo marginal, el cual se elevó a US\$149.3/MWh, US\$170.2/MWh y US\$179.1/MWh en los meses de julio, agosto y setiembre del 2023, respectivamente. Se debe destacar que estos precios son los máximos registrados en los últimos 15 años.

Por el contrario, debido al inicio de la temporada de lluvias, el costo marginal del primer semestre del 2024 se redujo a US\$30.7/MWh, similar a lo registrado en años anteriores.

Costo Marginal Promedio y Precio de Energía en Barra (US\$/MWh)



(para mayor detalle del sistema, ver presentación del sector eléctrico en www.aai.com.pe).

Operaciones

A junio 2024, EEP representaba el 19.6% de la potencia efectiva SEIN y ocupaba el primer lugar en potencia instalada y el tercer lugar en generación de energía en el Sistema entre los privados.

La Empresa cuenta con diez centrales en operación, que totaliza una capacidad nominal de 2,694.1 MW a junio 2024.

Adicionalmente, posee líneas de transmisión secundarias y complementarias en muy alta tensión de 500 kV de 75 km y en alta tensión 138 y 220 kV de tensión, por un total de 476.3 km.

Capacidad de Generación

Planta	Ubicación	Unidad	Combustible	Potencia Instalada (MW)	Puesta en Operación	Factor de Planta* Jun.2024	Factor de Planta* Dic.2023
C.T. Ilo31	Moquegua	TG1, TG2, TG3	Diesel 2 - B5	500.00	2013	0.0%	3.0%
C.T. Nodo Energético	Moquegua	TG41, TG42, TG43	Diesel 2 - B5	610.00	2016	0.1%	5.8%
C.T. ChilcaUno	Lima	CCTG	Gas Natural / Vapor	851.80	2006	51.3%	83.1%
C.T. ChilcaDos	Lima	CATG	Gas Natural / Vapor	111.00	2016	64.5%	57.5%
C.H. Yuncán	Cerro de Pasco	G1, G2, G3	Aqua	134.16	2005	32.8%	66.9%
C.H. Quitarasca	Ancash	G1, G2	Aqua	114.00	2015	28.3%	15.0%
C.S. Intípampa	Moquegua	120 Módulos	-	40.00	2018	35.8%	27.3%
C.E. Punta Lomitas	Ica	57 Aerogeneradores	-	296.40	2023	35.8%	31.6%
C.E. Dunas	Cajamarca	7 Aerogeneradores	-	18.38	2021	50.2%	-
C.E. Huambos	Cajamarca	7 Aerogeneradores	-	18.38	2021	38.0%	-
TOTAL				2,694.1			

*Los factores de planta del periodo son calculados como el promedio simple de los factores de planta mensuales durante el periodo de operación

Fuente: ENGIE Energía Perú S.A. y subsidiarias

Debido a las continuas inversiones realizadas, EEP es la empresa con el portafolio de generación más diversificado del país. Actualmente, EEP mantiene centrales térmicas que utilizan diésel y gas natural de Camisea.

En el caso de la C.T. ChilcaUno y la C.T. ChilcaDos; EEP cuenta con dos contratos de suministro de gas natural por un total de 3.95 millones de m³/día hasta el 01 de enero 2030; el contrato de transporte firme de gas con TGP por 700 miles de m³/día hasta diciembre 2025 (posteriormente se tiene contratado 1.9 millones de m³/día hasta diciembre 2030); y, un contrato de distribución de gas natural con Gas Natural de Lima y Callao por una capacidad reservada diaria en modalidad firme de 3.94 millones de m³/día hasta diciembre 2033. Por su parte, la central térmica Ilo31 utiliza diésel como insumo principal.

Debido a su diversificado portafolio y a la eficiencia de sus centrales, EEP es capaz de estar presente en el despacho de energía tanto en la época de estiaje (mayo a octubre), como en la de avenida (noviembre a abril).

Principales Indicadores

	LTM Jun-24	2023	2022	2021
Generación GWh*	8,620	8,816	7,103	6,710
Compras netas SPOT	187	3	1,011	2,266
Pérdidas de energía	(197)	(195)	(146)	(204)
Total Volumen vendido (GWh)	8,610	8,624	7,968	8,772
Ventas clientes libres	6,393	6,501	6,026	5,852
Ventas clientes regulados	2,217	2,123	1,942	2,920
Ingresos por venta de energía	455,421	464,353	345,587	324,793
Precio Promedio (US\$ / MWh.)	52.9	53.8	43.4	37.0

*Generación considera generación de Dunas y Huambos a partir de marzo 2024.

Fuente: ENGIE Energía Perú S.A. y subsidiarias

EEP mantenía una estrategia comercial que consistía en firmar PPA basado en un precio spot bajo, lo que la posicionó como un comprador neto en el mercado spot.

Sin embargo, durante el 2023, aumentó la generación térmica del sistema, debido a la menor generación hidráulica. Por ello, se registró un importante crecimiento en el precio spot. Producto de esta coyuntura, EEP aumentó su generación térmica, lo que redujo sus márgenes operativos.

Durante el primer semestre del 2024, se registró una recuperación de la generación hidráulica y un incremento en la generación renovable debido a la puesta en operación de nuevas centrales. Sin embargo, la generación térmica se contrajo, por lo que parte de las ventas fue cubierta con compras en el mercado spot, posicionando a Engie como comprador neto.

En los últimos 12 meses terminados a junio 2024, EEP generó 8,619.5 GWh, reduciéndose en 2.2% respecto al 2023 (8,816.4 GWh en el 2023). No obstante, se debe destacar

que la generación del 2023 fue anómala, producto de la sequía registrada en el segundo y tercer trimestre del 2023.

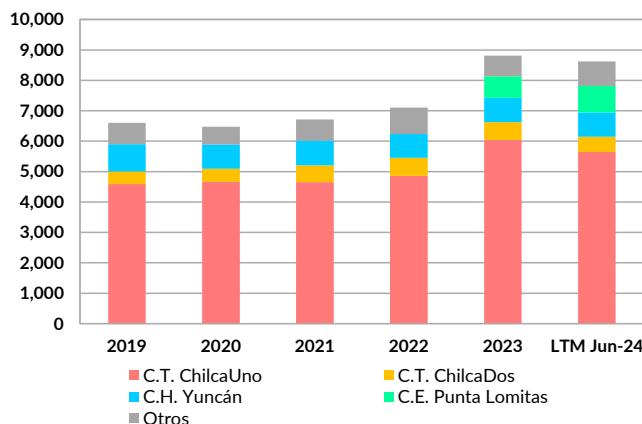
Asimismo, en el mismo periodo, la generación del SEIN aumentó en 1.2% respecto al 2023. Así, la participación de EEP, en el SEIN, se redujo de 15.1%, en el 2023, a 14.6% a junio 2024.

Desde el 2004, EEP ha mantenido un crecimiento en la participación dentro del SEIN; la cual pasó de niveles de 7.5%, en el 2004, a 14.6% en el año móvil a junio 2024.

Así, el 75.7% de la generación del año móvil en los últimos 12 meses terminados a junio 2024 fue de fuente térmica, mientras que el 12.9% fue hidroeléctrica y el resto en base a generación renovable no convencional. Cabe destacar el crecimiento en base a recursos renovables, los cuales pasaron de representar el 1.6% de la generación del 2022, a 11.4% en los últimos 12 meses terminados a junio 2024. Además, la C.T. ChilcaUno se mantuvo como la central más importante, al contribuir con el 65.8% de la producción total.

A junio 2024, el nivel de contratación de EEP alcanzó los 1,781.7 MW en hora punta (1,767.5 MW a diciembre 2023), de los cuales el 61.0% corresponde a clientes libres y el 39.0% restante a clientes regulados. Los usuarios libres más representativos fueron: Quellaveco, Cerro Verde, Antamina y Nexa Resources.

Generación por Central (GWh.)



Fuente: ENGIE Energía Perú S.A. y subsidiarias

EEP mantiene dos proyectos RER propios en evaluación para el periodo 2026-2027. Estos proyectos representan alrededor de 444 MW y una inversión aproximada de US\$330 millones. Ambos se encuentran con el permiso ambiental aprobado y uno de ellos ya cuenta con la conformidad sobre el estudio de preoperatividad por el

COES. Cabe destacar que el pipeline total de proyectos RER es de 1,200 MW.

Desempeño Financiero

El margen operativo mejoró debido a la menor generación térmica. Sin embargo, se mantiene inferior al promedio histórico.

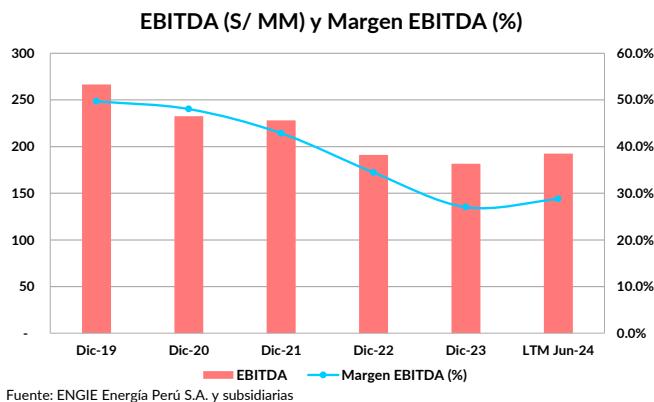
Durante los últimos 12 meses terminados a junio 2024, los ingresos de EEP fueron US\$669.2 millones, manteniéndose respecto al 2023.

Por el contrario, el costo de ventas se contrajo ligeramente a US\$555.9 millones (US\$560.3 millones en el 2023), debido a los menores gastos en combustible, producto de la reducción en la generación térmica.

Así, la utilidad bruta, en el año móvil terminado a junio 2024, fue US\$113.2 millones, creciendo ligeramente respecto a la registrada durante el 2023 (US\$111.5 millones), lo que resultó en un margen bruto de 16.9%, ligeramente superior a lo registrado en el 2023 (16.6%), y manteniéndose por debajo del obtenido en el 2022, 2021 y 2020 (22.5%, 30.3% y 37.3%, respectivamente). La Clasificadora anticipa una ligera recuperación del margen en el segundo semestre del año, debido a la normalización de la hidrología, la mayor generación renovable y a los menores precios promedio en el mercado spot.

Además, los gastos administrativos del periodo fueron US\$24.6 millones, menores a los registrados en el 2023 (US\$25.6 millones), debido a la reducción en gastos por provisiones de cobranza dudosa.

Así, el EBITDA generado durante los últimos 12 meses terminados a junio 2024, ascendió a US\$192.5 millones, superior a lo registrado en el 2023 (US\$181.6 millones), lo que resultó en un incremento en el margen EBITDA de 27.0% a 28.8% en el mismo periodo. No obstante, este margen se mantiene por debajo de lo registrado en periodos anteriores (34.4% y 42.9% en el 2022 y 2021, respectivamente). La reducción en el margen respecto a estos años se debió principalmente al incremento en los costos operativos relacionados a la mayor generación térmica. En el siguiente gráfico mostramos la evolución del margen EBITDA.



La Clasificadora espera una recuperación en el margen EBITDA en el segundo semestre del 2024, debido a la normalización de las lluvias y a la mayor generación renovable, producto de la entrada del proyecto Punta Lomitas.

Los gastos financieros aumentaron en 37.9% respecto al 2023, debido al registro de los gastos financieros del préstamo del proyecto Punta Lomitas, que se capitalizaron durante la etapa de construcción. De esta manera, los gastos financieros totales, durante los últimos 12 meses terminados a junio 2024, sumaron US\$43.7 millones (US\$31.7 millones durante el 2023).

El mayor gasto financiero resultó en un indicador EBITDA/Gastos financieros de 4.40x en el año móvil a junio 2024 (5.73x en el 2023). La cobertura se mantiene holgada a pesar del incremento en los gastos.

Asimismo, durante los últimos 12 meses terminados a junio 2024, se registró un gasto asociado al reconocimiento del deterioro en el valor de activos de generación según la NIC 36 por US\$77.7 millones. Este gasto resultó en una disminución de la utilidad neta del período, que registró US\$1.1 millones. Cabe destacar que este gasto también fue registrado en el 2023 (utilidad de US\$6.0 millones durante el 2023). La Clasificadora espera que, al cierre del 2024, la utilidad se recupere y sea similar a la registrada en períodos anteriores.

El Flujo de Caja Operativo (FCO) del periodo se ubicó en US\$145.6 millones, por debajo de lo registrado durante el 2023 (US\$163.2 millones), debido a los mayores intereses pagados. Respecto a la inversión en activo fijo y reparto de dividendos, se ubicaron en US\$45.2 y US\$15.6 millones, respectivamente.

Estructura de Capital

El adecuado nivel de capitalización de la Empresa, así como la capacidad de generación de caja, le permite mantener niveles de apalancamiento relativamente estables.

La Empresa muestra una adecuada estructura de capital, con ratios de deuda sobre capitalización de 33.5%, 33.2% y 32.4% en diciembre 2022, diciembre 2023 y junio 2024, respectivamente.

Asimismo, su nivel de apalancamiento (Deuda Financiera / EBITDA), a junio 2024, alcanzó 3.01x, por debajo del mantenido al cierre del 2023 (3.21x). Del mismo modo, al considerar el nivel de Deuda Financiera neta de Caja, el nivel de apalancamiento se redujo a 2.58x (2.79x al cierre del 2023).

Se debe destacar que el EBITDA registrado durante los últimos 12 meses terminados a junio 2024 es menor al promedio del 2019 y 2021 (promedio de US\$242.4 millones).

No obstante, la Clasificadora espera una mejora del EBITDA debido a la recuperación de la capacidad de generación eficiente y mejoras en condiciones de los contratos. Así, se espera que, con la recuperación del EBITDA y las amortizaciones de deuda programadas, los indicadores de apalancamiento muestren una tendencia decreciente en los próximos años.

A junio 2024, la deuda total de EEP ascendió a US\$583.4 millones, ligeramente inferior al saldo mantenido al cierre del 2023 (US\$587.0 millones). Esta deuda incluye un préstamo de corto plazo con el BBVA por US\$60 millones, el cual fue utilizado para la compra de Dunas y Huambos, y será reemplazada por deuda de largo plazo en el futuro.

Cabe destacar que, a junio 2024, la caja representó 5.6x las amortizaciones de largo plazo programadas para los próximos 12 meses. Además, el EBITDA del periodo representó 3.24x del servicio de deuda.

EEP ha contratado instrumentos financieros derivados *swaps* de monedas para los bonos corporativos, con la finalidad de fijar los pagos en dólares durante toda su vigencia, ya que los ingresos se encuentran indexados directa o indirectamente a dólares americanos.

Así, a la fecha, la totalidad de su deuda se encuentra libre del riesgo cambiario, ya que, a junio 2024, los préstamos en moneda local contaban con *swaps* cambiarios. A junio 2024, la Empresa mantenía deuda indirecta² por US\$8.9 millones.

² Fianzas y garantías otorgadas

Características de los Instrumentos

Primer Programa de Bonos Corporativos de EEP

En Junta General de Accionistas celebrada el 15 de agosto del 2007 y en la Sesión de Directorio del 4 de setiembre del mismo año, se aprobó el Primer Programa de Bonos Corporativos de EEP hasta por un monto máximo en circulación de US\$400.0 millones o su equivalente en soles.

El plazo de vencimiento de los bonos es menor o igual a 20 años. Los fondos recaudados fueron destinados a capital de trabajo, financiamiento de los proyectos, la mejora en la estructura de los pasivos y otros usos corporativos. Los bonos cuentan con la garantía genérica sobre el patrimonio y todas las emisiones son *bullet*.

Asimismo, se debe destacar que el 6 de junio del 2023, en la Asamblea General de titulares de bonos correspondientes al "Primer Programa de Bonos Corporativos de EnerSur S.A.", se aprobó la eliminación de la sección 6.02 del Contrato Marco, referida al cumplimiento del resguardo Deuda Financiera / EBITDA no mayor a 3.50x. Así, a la fecha, el programa no requiere el cumplimiento de covenants.

Además, en junio 2023, se llevó a cabo las Asambleas Especiales de titulares de los bonos de tercera y sexta emisión del Primer Programa de Bonos, las cuales aprobaron en la misma asamblea, modificar la cláusula 3.18 de los respectivos Contratos Complementarios de dichas emisiones, referente a la Opción de Rescate, incluyéndose la opción de rescatar anticipadamente los Bonos, de acuerdo al numeral 1 del artículo 330 de la Ley General de Sociedades.

A continuación, se presenta las características de las emisiones vigentes colocadas bajo este programa:

Primer Programa de Bonos Corporativos

Emisión	Moneda	Tasa	Vencimiento	Monto
3era. Emisión	US\$	6.31%	Jun-28	US\$10.0 mill.
6ta. Emisión	US\$	6.50%	Dic-25	US\$25.0 mill.

Fuente: EEP

Tercer Programa de Bonos Corporativos de EEP

En Junta General de Accionistas celebrada el 11 de junio del 2015, se aprobó la inscripción del Tercer Programa de Bonos Corporativos de EEP hasta por un monto total en circulación de US\$500.0 millones, o su equivalente en moneda nacional.

El programa cuenta con una vigencia de seis años, plazo que no está sujeto a prórroga. Asimismo, se contempla la posibilidad de realizar múltiples emisiones, con una o más series, cuyo número y plazo serán definidos posteriormente.

Los bonos cuentan con garantía genérica sobre patrimonio y sus fondos serán utilizados como capital de trabajo, así como también solventarán las necesidades futuras de

financiamiento de EEP y servirán para reestructurar pasivos actualmente mantenidos y financiar nuevos proyectos.

Tercer Programa de Bonos Corporativos

Emisión	Moneda	Tasa	Vencimiento	Monto
1era. Emisión	S./	7.13%	Jun-26	S/ 250.0 mill.
2da. Emisión	S./	6.00%	Jun-24	S/ 78.9 mill.
3ra. Emisión (serie A)	S./	6.53%	Jun-27	S/ 251.1 mill.
3ra. Emisión (serie B)	S./	6.72%	Jun-28	S/ 230.0 mill.

Fuente: EEP

Además, la Empresa contrató con Banco de Crédito del Perú y BBVA, swaps de moneda y tasa de interés para las tres emisiones.

Fixed Cross Currency Swaps - Tercer Programa

Institución	Soles (Millones)	Tasa (%)	Dólares (Millones)	Tasa (%)
BCP (1ra emisión)	250.00	7.125	76.3	3.380
BCP (3era emisión serie A)	251.05	6.531	77.0	3.550
BCP (3era emisión serie B)	115.00	6.719	35.2	4.880
BBVA (2da emisión)	78.95	6.000	24.3	3.150
BBVA (3era emisión serie B)	115.00	6.719	35.2	4.910

Fuente: EEP

Acciones

Luego de la capitalización de una prima de emisión correspondiente a un aumento de capital realizado en el 2012, el capital social, a junio 2024, estuvo conformado por un total de 601'370,011 acciones comunes con derecho a voto, con un valor nominal de S/ 1.00.

De esta manera, el valor de la acción, a junio 2024, cerró en S/ 4.25 (S/ 4.95 a junio 2023).

Indicadores Bursátiles - Acciones Comunes - EEP

	Monto Negociado*	Precio**	Frecuencia	Capitalización Bursatil*
Jul-22	143	5.55	26.32%	3,337,604
Ago-22	192	5.40	27.27%	3,247,398
Set-22	64	5.40	16.34%	3,247,398
Oct-22	606	5.00	61.90%	3,006,850
Nov-22	1,398	5.10	61.90%	3,066,987
Dic-22	293	4.95	40.00%	2,976,782
Ene-23	312	5.25	45.45%	3,157,193
Feb-23	156	5.26	30.00%	3,163,206
Mar-23	217	5.35	26.09%	3,217,330
Abr-23	402	5.41	22.22%	3,253,412
May-23	25,588	5.05	45.45%	3,036,919
Jun-23	3,127	4.95	52.38%	2,976,782
Jul-23	26,799	4.76	75.00%	2,862,521
Ago-23	12,197	4.71	68.18%	2,832,453
Set-23	1,097	4.70	61.90%	2,826,439
Oct-23	1,051	4.63	40.91%	2,784,343
Nov-23	187	4.52	42.86%	2,718,192
Dic-23	1,044	4.65	42.11%	2,796,371
Ene-24	1,374	4.71	40.91%	2,832,453
Feb-24	1,182	4.80	52.38%	2,886,576
Mar-24	388	4.80	42.11%	2,886,576
Abr-24	9,278	4.45	31.82%	2,676,097
May-24	450	4.63	40.91%	2,784,343
Jun-24	15,246	4.25	89.47%	2,555,823

* En miles de Soles

** En Soles

Fuente: BVL

Política de Dividendos

EEP cuenta con una Política de Dividendos, por la cual los dividendos a distribuir son de por lo menos el 30% de las utilidades anuales disponibles.

El 15 de marzo del 2024, se realizó la Junta Obligatoria Anual de Accionistas Presencial, en la cual se acordó el pago de dividendos por US\$30.2 millones con cargo a las utilidades acumuladas disponibles al 31 de diciembre del 2014, así como con cargo a las utilidades acumuladas disponibles al 31 de diciembre del 2015. Durante los últimos 12 meses terminados a junio 2024, se entregaron dividendos por US\$30.6 millones.

Dividendos Entregados

	LTM-Jun24	2023	2022	2021
Nº Acciones	601,370,011	601,370,011	601,370,011	601,370,011
Utilidad Neta (US\$ MM)	1.1	6.0	65.2	65.2
Dividendos (US\$ MM)	-30.6	30.4	34.1	62.4
D / A	-0.05	0.05	0.06	0.10

Fuente: ENGIE Energía Perú S.A. y subsidiarias

Resumen Financiero - ENGIE Energía Perú S.A. y subsidiarias

(Cifras en miles de US\$)

Tipo de Cambio S / / US\$ a final del Período	3.314 Dic-19	3.621 Dic-20	3.987 Dic-21	3.814 Dic-22	3.709 Dic-23	3.831 LTM Jun-24
RESULTADOS						
Ingresos Brutos	536,374	484,104	532,206	554,907	671,803	669,190
Variación de Ingresos	3.0%	-9.7%	9.9%	4.3%	21.1%	-0.4%
Utilidad Operativa	182,558	158,511	141,191	103,854	85,919	88,606
EBITDA (1)	266,591	232,552	228,091	191,159	181,583	192,466
Margen EBITDA (%)	49.7%	48.0%	42.9%	34.4%	27.0%	28.8%
Gastos Financieros	37,601	25,580	23,009	20,617	31,482	43,457
Gastos Financieros por Arrendamientos	-	5,621	1,944	23	222	252
Gastos Financieros Totales	37,601	31,201	24,953	20,640	31,704	43,709
Utilidad Neta sin Participación no Controladora	104,247	87,875	65,153	65,150	6,000	1,081
BALANCE						
Activos Totales	2,205,268	2,181,314	2,252,706	2,390,985	2,315,177	2,355,893
Caja y Equivalentes	91,897	99,864	193,951	80,928	77,221	84,296
Cuentas por Cobrar Totales	80,526	76,093	80,815	149,926	149,558	150,163
Inventarios	76,217	77,746	81,489	102,996	117,069	117,766
Cuentas por Pagar Totales	62,517	61,927	61,923	73,228	79,606	69,586
Deuda Financiera Senior Corto Plazo	103,078	79,832	202,611	92,430	66,308	75,136
Deuda Financiera Senior Largo Plazo	509,334	404,601	329,422	511,710	517,315	504,970
Deuda Financiera Senior Total	612,412	484,433	532,033	604,140	583,623	580,106
Pasivos por Arrendamiento CP	6,557	6,257	3,358	176	599	558
Pasivos por Arrendamiento LP	10,637	5,267	2,341	2,221	2,800	2,737
Pasivos por Arrendamiento	17,194	11,524	5,699	2,397	3,399	3,295
Deuda Financiera Ajustada (2)	669,106	535,457	577,232	640,537	626,821	626,244
Patrimonio Total	1,137,270	1,166,985	1,145,429	1,197,938	1,173,705	1,211,218
Capitalización (3)	1,749,682	1,651,418	1,677,462	1,802,078	1,757,328	1,791,324
FLUJO DE CAJA						
Flujo de Caja Operativo (CFO)	233,434	196,004	189,580	55,508	163,211	145,584
Inversiones en Activos Fijos	(27,379)	(21,558)	(103,295)	(198,112)	(102,510)	(45,091)
Flujo de Caja Disponible para el SD (FCSD)	206,055	174,446	86,285	(142,604)	60,701	100,493
Dividendos	(65,279)	(61,121)	(62,367)	(34,063)	(30,408)	(30,564)
Variación Neta de Deuda	(123,458)	(105,310)	70,169	63,644	(34,000)	20,031
Intereses Pagados	(29,105)	(22,938)	(13,213)	(15,404)	(17,733)	(18,908)
Aportes de Capital	-	-	-	-	-	-
Otros Movimientos de Caja	(38)	(48)	-	-	-	(60,345)
Variación de Caja	17,280	7,967	94,087	(113,023)	(3,707)	29,615

Ratios Financieros - ENGIE Energía Perú S.A. y subsidiarias

(Cifras en miles de US\$)

Tipo de Cambio S/ / US\$ a final del Período	3.314 Dic-19	3.621 Dic-20	3.987 Dic-21	3.814 Dic-22	3.709 Dic-23	3.831 LTM Jun-24
COBERTURA						
EBITDA / Gastos Financieros Totales	7.09x	7.45x	9.14x	9.26x	5.73x	4.40x
EBITDA / Servicio de Deuda (4)	1.81x	2.08x	2.82x	1.69x	2.65x	3.24x
FCO / Inversión en Activos Fijos	8.53x	9.09x	1.84x	0.28x	1.59x	3.23x
(FCSD + Gastos Fin.) / Servicio de Deuda (4)	1.65x	1.84x	1.37x	-1.08x	1.35x	2.43x
SOLVENCIA						
Deuda Financiera Senior / Capitalización (3)	35.0%	29.3%	31.7%	33.5%	33.2%	32.4%
Deuda Financiera Senior / EBITDA (1)	2.30x	2.08x	2.33x	3.16x	3.21x	3.01x
Deuda Financiera Senior Neta / EBITDA (1)	1.95x	1.65x	1.48x	2.74x	2.79x	2.58x
Deuda Financiera Ajustada (2) / Capitalización Ajustada (5)	37.0%	31.5%	33.5%	34.8%	34.8%	34.1%
Deuda Financiera Ajustada (2) / EBITDA (1)	2.51x	2.30x	2.53x	3.35x	3.45x	3.25x
Deuda Financiera Ajustada Neta / EBITDA (1)	2.17x	1.87x	1.68x	2.93x	3.03x	2.82x
Total Pasivo / Total Patrimonio	0.94x	0.87x	0.97x	1.00x	0.97x	0.95x
Deuda Financiera Senior CP / Deuda Financiera	16.8%	16.5%	38.1%	15.3%	11.4%	13.0%
LIQUIDEZ						
Liquidez Corriente	1.60x	1.85x	1.23x	1.66x	1.92x	1.84x
Caja / Deuda Financiera CP	0.89x	1.25x	0.96x	0.88x	1.16x	1.12x
Variación de Capital de Trabajo	28,839	2,314	(8,469)	(79,313)	(7,327)	(6,274)
Días Promedio de Cobro (días)	55	57	55	99	81	82
Días Promedio de Pago (días)	69	74	61	62	52	46
Días Promedio de Inventario (días)	84	93	80	87	76	77
RENTABILIDAD						
Margen Bruto (%)	38.2%	37.3%	30.3%	22.5%	16.6%	16.9%
Margen Neto (%)	19.4%	18.2%	12.2%	11.7%	0.9%	0.2%
ROAE (%)	9.4%	7.6%	5.6%	5.6%	0.5%	0.1%

(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:	ENGIE Energía Perú S.A.
Domicilio legal:	Av. República de Panamá 3490, San Isidro
RUC:	20333363900
Teléfono:	(511) 616 7979

Relación de directores*

Rosaline Corinthien	Presidente del Directorio
Diego Matías Niebuhr	Director
Aníbal Juan Prieto Larraín	Director
Pascal Gerard Jean-Claude Renaud	Director
Dora María Avendaño Arana	Director
Verónica Elizabeth Zavala Lombardi	Director
Frédéric Marie Halkin	Director

Relación de ejecutivos*

El Mehdi Ben Maalla	Gerente General
Gilda Spallarossa Lecca	Vicepresidente Legal
Luciano Guffanti	Vicepresidente de Finanzas

Relación de accionistas (según derecho a voto)**

International Power S.A. (antes Suez Tractebel)	61.77%
Prima AFP - RI - Fondo 2	7.57%
Integra AFP- IN- Fondo 2	7.47%
Profuturo AFP - PR - Fondo 2	4.18%
Otros	19.01%

(*) Nota: Información a octubre 2024

(**) Nota: Información a setiembre 2024

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>
Tercera Emisión del Primer Programa de Bonos Corporativos de EEP S.A. Hasta por US\$15.0 millones.	Categoría AAA (pe)
Sexta Emisión del Primer Programa de Bonos Corporativos de EEP S.A. Hasta por US\$25.0 millones.	Categoría AAA (pe)
Valores que se emitan bajo el marco del Tercer Programa de Bonos Corporativos de EEP S.A.	Categoría AAA (pe)
Acciones Comunes	Categoría 1a(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.

CATEGORÍA 1a (pe): Acciones que presentan una muy buena combinación de solvencia y estabilidad en la rentabilidad del emisor.

(+) 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 0.3% 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.