

ENGIE Energía Perú S.A.

Fundamentos

Las clasificaciones otorgadas reflejan la sólida posición financiera de ENGIE Energía Perú S.A. (EEP o la Empresa), la cual se sustenta en el adecuado nivel de capitalización, la diversificación de sus fuentes de energía y la generación de energía 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, al cierre del 2023, la segunda 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 15.1% en el total de energía generada durante el 2023, la cual ascendió a 8,816.4 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 que le permite autofinanciar parte importante de sus inversiones y mantener adecuados ratios de deuda sobre capitalización (33.6%, 33.3% y 34.1%, al cierre del 2022, 2023 y marzo 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 ampliación 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.

Para financiar este proyecto, se tomó un préstamo de corto plazo por US\$150.0 millones, el cual fue reemplazado, en agosto del 2022, por un préstamo de largo plazo con el BID con un primer desembolso por US\$264 millones. En enero 2023, se recibió el segundo desembolso por US\$36 millones.

Además, durante el tercer trimestre del 2023, se firmó un contrato de compraventa con la intención de adquirir 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 operación fue aprobada por INDECOPI, en marzo 2024, y será financiada por medio de un préstamo de corto plazo de aproximadamente US\$60 millones, el cual será reemplazado posteriormente por un préstamo de largo plazo.

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

Con información financiera auditada a diciembre 2023 y no auditada a marzo 2024.

Clasificación otorgada en Comités de fecha 29/05/2024 27/11/2023.

Perspectiva

Estable

Indicadores Financieros

ENGIE Energía Perú US\$ MM	LTM Mar24	Dic-23	Dic-22
Ingresos	682.9	671.8	554.9
EBITDA	192.2	181.6	191.2
Mg. EBITDA	28.1%	27.0%	34.4%
Deuda Financiera	616.2	587.0	606.5
Caja y Valores Líquidos	90.2	77.2	80.9
Deuda Financiera / EBITDA	3.2	3.2	3.2
Deuda Financiera Neta / EBITDA	2.7	2.8	2.7
EBITDA / Gastos Financieros	5.2	5.7	9.3

Fuente: Engie

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

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

Se debe destacar que, durante el 2023, 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 es no recurrente y no es incluido en el cálculo del EBITDA. Sin embargo, debido a este gasto, la utilidad neta del periodo se redujo a US\$6.0 millones (US\$65.2 millones durante el 2022).

Durante el 2023, el EBITDA¹ ascendió a US\$181.6 millones, reduciéndose en 5.0% respecto al 2022, debido al mayor costo de generación, producto de la mayor generación térmica. Al cierre del 2023, la deuda financiera ascendió a US\$587.0 millones, compuesta principalmente por la deuda adquirida para la construcción de Punta Lomitas y su extensión. Así, el indicador de apalancamiento (Deuda Financiera / EBITDA) fue de 3.2x (2.8x al considerar el indicador neto). Estos indicadores se mantuvieron en el año móvil a marzo 2024 (3.2x y 2.7x para el indicador bruto y neto, respectivamente).

Apoyo & Asociados Internacionales (A&A) espera que, con la regularización de las lluvias y el mayor crecimiento esperado para el 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. Cabe destacar que los indicadores de apalancamiento, incluyendo la deuda que será tomada para la compra, entre otras, de las empresas titulares de las Centrales Eólicas Duna y Huambos, se mantendrían adecuados para la clasificación otorgada.

¿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.

Acontecimientos Recientes

En marzo 2023, el ciclón Yaku impactó la costa peruana y causó lluvias torrenciales, inundaciones y huaicos en distintas regiones del país. Determinados componentes de la Central Quitaracsa fueron afectados, así como los accesos a la central, los cuales fueron bloqueados y destruidos por derrumbes, por lo que EEP decidió el retiro del personal y contratistas para garantizar su seguridad, encontrándose indisponible la central, debido a estos eventos desde el 13 de marzo. La Empresa llevó a cabo las acciones para recuperar los accesos y poner en operación la Central. A la fecha de elaboración del informe, la central ya se encuentra disponible.

El 16 de junio del 2023, entró en operación comercial la central eólica Punta Lomitas, la cual registra una potencia instalada de 260 MW. En diciembre 2023 entró en operación la extensión de esta central, la cual cuenta con una potencia instalada adicional de 36.4 MW.

El 27 de julio del 2023, entró en operación comercial el proyecto de almacenamiento de energía en baterías (BESS) por 26.5 MW.

En octubre 2023, EEP firmó un contrato para adquirir, entre otros, las centrales eólicas Duna (18.4 MW) y Huambos (18.4 MW), y dos proyectos eólicos *greenfield*: Naira I (20 MW) y Naira II (20 MW). Esta operación fue aprobada en marzo del 2024 por INDECOPI.

En diciembre 2023, se retomó la operación comercial de la central Quitaracsa, la cual se encontró no disponible desde marzo 2023, debido a los impactos del ciclón Yaku. Cabe destacar que la central no entró con la totalidad de su capacidad (entraron en operación 57 MW). Posteriormente, en marzo 2024, se logró recuperar la totalidad de la capacidad (114 MW).

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 marzo 2024 (incluyendo la potencia de las centrales Duna y Huambos).

Accionistas

EEP, a través de International Power, forma parte del Grupo ENGIE (A- *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 diciembre 2023, el Grupo ENGIE contaba con una capacidad de generación de energía de 113.4 GW.

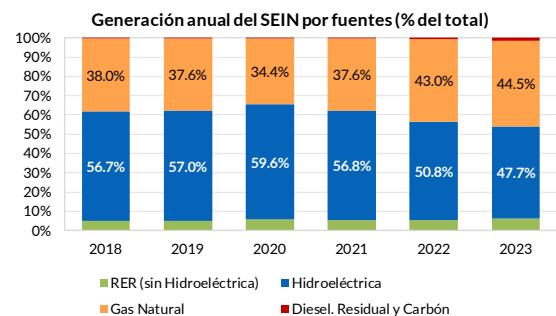
Durante el 2023, los ingresos consolidados del Grupo ascendieron a € 82.6 billones, mientras que su EBITDA, a € 15.0 billones (€ 93.9 y 13.7 billones en el 2022, respectivamente).

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

En el 2023, el país experimentó su primera recesión en casi 25 años (excluyendo la pandemia), cerrando el año con una variación de -0.6% en el PBI, luego de que en el 2021 y 2022, se registraran crecimientos de 13.4% y 2.7%, respectivamente. Lo anterior, debido a las protestas sociales, efectos climáticos y una disminución en la inversión privada, que se alineó con una confianza empresarial deteriorada por la incertidumbre política.

Durante el 2023, el sector eléctrico peruano fue marcado por anomalías climatológicas como el ciclón Yaku y el fenómeno El Niño Costero (FEN). Estos eventos resultaron en escasez de hidrología en la zona centro y sur del país, donde se encuentran los grandes reservorios de hidroeléctricas (alrededor del 88% de la potencia hidroeléctrica total). Debido a esto, durante el 2023, la generación hidroeléctrica (incluyendo la generación RER) representó el 47.7% de la generación total, por debajo de lo registrado durante el 2022 (50.8%). Cabe destacar que la participación se mantiene por debajo del promedio registrado en el periodo del 2017-2021, el cual ascendió a 57.7%.

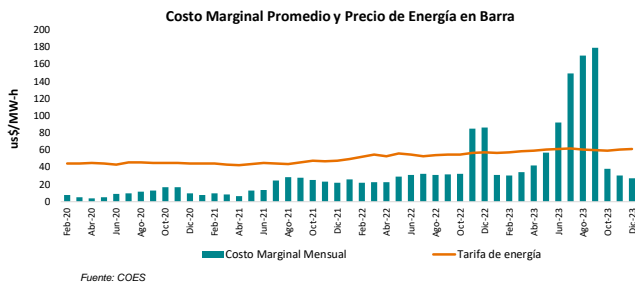


Producto de esta reducción, la generación en base a gas natural aumentó a 47.2% (43.0% en el 2022). No obstante, este incremento no fue suficiente para cubrir la demanda, por lo que la generación en base a diésel y residual aumentó su

participación al 2.1% de la generación (0.7% en el 2022). 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, respectivamente (US\$32.5/MWh, US\$31.1/MWh y US\$32.7/MWh en los mismos meses del 2022, respectivamente). Se debe destacar que estos precios son los máximos registrados en los últimos 15 años.

Sin embargo, debido al inicio de la temporada de lluvias, el costo marginal del último trimestre del 2023 se redujo a US\$31.9/MWh, similar a lo registrado en años anteriores.



Fuente: COES

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

Operaciones

Al cierre del 2023, EEP representaba el 19.0% de la potencia efectiva del SEIN y ocupaba el segundo lugar en potencia instalada y el tercer lugar en generación de energía en el Sistema entre los privados.

La Empresa cuenta con ocho centrales en operación (incluyendo la entrada de la expansión Punta Lomitas en el último trimestre del 2023), que totaliza una capacidad nominal de 2,657.4 MW al cierre del 2023.

Se debe destacar que, en octubre del 2023, EEP firmó un contrato para adquirir las centrales eólicas Duna (18.4 MW) y Huambos (18.4 MW). Esta operación fue aprobada por INDECOPI en marzo del 2024. Al incluir las centrales adquiridas, la potencia instalada aumentó a 2,694.0 MW

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

Plantas	Ubicación	Unidad	Combustible	Potencia Instalada (MW)	Puesta en Operación	Factor de Planta* Mar.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 B5 Gas Natural	610.00	2016	0.1%	5.8%
C.T. ChilcaUno	Lima	CCTG	Gas Natural / Vapor	851.80	2006	49.4%	83.1%
C.T. ChilcaDos	Lima	CATG	Gas Natural / Vapor	111.00	2016	48.3%	57.5%
C.H. Yuncán	Cerro de Pasco	G1, G2, G3	Agua	134.16	2005	83.3%	66.9%
C.H. Quitaraca	Ancash	G1, G2	Agua	114.00	2015	53.0%	15.0%
C.S. Intipampa	Moquegua	120 Módulos	-	40.00	2018	29.2%	27.3%
C.E. Punta Lomitas	Ica	57 Aerogeneradores	-	296.40	2023	33.5%	31.6%
TOTAL				2,657.4			

*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

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 Mar-24	2023	2022	2021
Generación GWh	8,710	8,816	7,103	6,710
Compras netas SPOT	45	3	1,011	2,266
Pérdidas de energía	(114)	(195)	(146)	(204)
Total Volumen vendido (GWh)	8,641	8,624	7,968	8,772
Ventas clientes libres	6,430	6,501	6,026	5,852
Ventas clientes regulados	2,211	2,123	1,942	2,920
Ingresos por venta de energía	471,629	464,353	345,587	324,793
Precio Promedio (US\$ / MWh.)	54.6	53.8	43.4	37.0

Fuente: Engie

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. Además, el mayor volumen de generación lo posicionó como vendedor neto.

Durante el 2023, EEP generó 8,816.4 GWh (7,103.0 GWh en el 2022), la mayor generación reportada desde el inicio de operaciones en el país. Cabe destacar que el 76% del incremento se debió a la mayor generación térmica, producto de la sequía registrada en el segundo y tercer trimestre del año; mientras que el resto se debió a la mayor generación de energías renovables, producto de la entrada en operación de la central Punta Lomitas y a la generación de su extensión.

Asimismo, en el mismo periodo, la generación del SEIN aumentó en 4.1% respecto al cierre del 2022. Así, la participación de EEP, en el SEIN, aumentó de 12.7%, en el 2022, a 15.1% en el 2023.

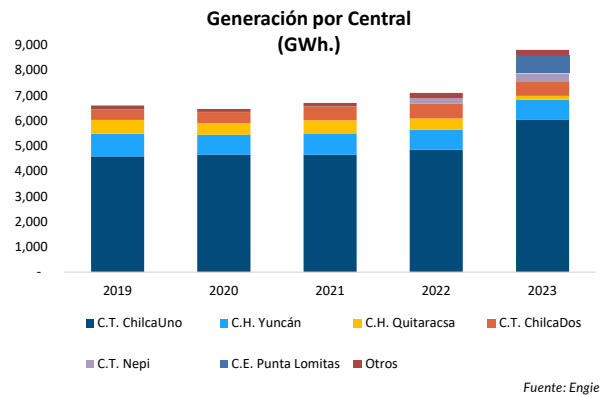
Asimismo, se debe destacar que, durante los últimos 12 meses terminados a marzo 2024, la generación de EEP se redujo a 8,710.4 GWh, ligeramente menor respecto al 2023, como consecuencia de la menor necesidad de generación térmica en el sistema. Así, EEP generó el 14.8% de la energía en el SEIN en el periodo.

Desde el 2004, EEP ha mantenido un crecimiento sostenido en la participación dentro del SEIN; la cual pasó de niveles de 7.5%, en el 2004, a 14.8% en el año móvil a marzo 2024.

Se debe destacar que la mayor participación, en el 2023, se debió, en parte, a la mayor generación de las centrales térmicas, debido a la menor hidrología. Así, la Clasificadora espera que la participación regrese a niveles similares a los históricos durante el 2024.

Durante el 2023, debido a la entrada de Punta Lomitas y su extensión, la generación térmica registró una reducción en su participación, con el 80.0% de la generación total (81.0% en el 2022), mientras que la generación de origen hidráulico representó el 10.8%, y el resto, renovable no convencional. Dentro de este contexto, la C.T. ChilcaUno fue la más importante, al contribuir con el 68.5% de la producción total.

A diciembre 2023, el nivel de contratación de EEP alcanzó los 1,767.5 MW en hora punta (1,943.9 MW a diciembre 2022), de los cuales el 62.2% corresponde a clientes libres y el 37.8% restante a clientes regulados.



Cabe destacar que, en años anteriores, la participación de clientes libres y regulados era balanceada (52.2% y 47.8% a diciembre 2021). Esta caída en potencia contratada con clientes regulados se debió al vencimiento de los contratos de licitación de largo plazo, los cuales pasaron de 706.4 MW, a diciembre 2021, a 403.2 MW a diciembre 2023.

Esta reducción fue compensada por un crecimiento de los contratos con usuarios libres. A diciembre 2023, los usuarios libres más representativos fueron: Quellaveco, Cerro Verde, Antamina y Marcobre.

A marzo 2024, el nivel de contratación fue de 1,786.1 MW, por debajo de lo registrado al cierre del 2023, debido a la menor potencia contratada con clientes libres. EEP mantiene dos proyectos RER propios en evaluación para el periodo 2025-2026. Estos proyectos representan alrededor de 420 MW y una inversión aproximada de US\$350 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

Durante el 2023, el margen operativo de EEP se redujo debido a la mayor generación térmica por la menor hidrología en el sistema. Sin embargo, a marzo 2024, se registró una recuperación.

Durante el 2023, los ingresos de EEP ascendieron a US\$671.8 millones, creciendo en 21.1% respecto al cierre del 2022. Este crecimiento se debió al incremento en el precio promedio de energía vendida a clientes libres y regulados; y, en menor medida, al mayor volumen de energía vendido.



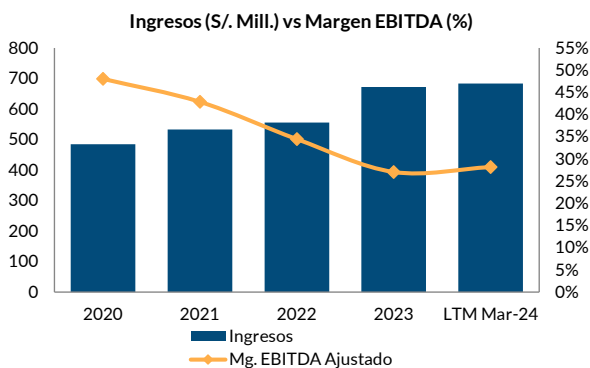
El costo de ventas se ubicó en US\$560.3 millones, aumentando en 30.4% respecto a lo mostrado en el 2022, debido a los mayores gastos en combustible y en compra de energía, asociados a la mayor generación de energía térmica y al mayor precio de energía en el mercado *spot*, respectivamente.

El incremento del precio *spot* fue producto de la menor hidrología reportada durante el segundo y tercer trimestre del 2023, debido a lo cual se generó más energía con gas natural y diésel. Asimismo, desde marzo 2023 hasta diciembre 2023, la C.H. Quitarasca salió de operación comercial. Debido a estos factores, se registró un incremento del 22.6% en la generación térmica respecto al 2022, mientras que la generación hidráulica se redujo en 23.4%.

Sin embargo, los mayores ingresos compensaron parte del crecimiento de los gastos. Así, la utilidad bruta, en el 2023, fue US\$111.5 millones, por debajo a la registrada durante el 2022 (US\$125.0 millones), lo que resultó en una caída en el margen bruto, el cual se ubicó en 16.6%, por debajo del obtenido en el 2022, 2021 y 2020 (22.5%, 30.3% y 37.3, respectivamente).

Durante el 2023, el EBITDA ascendió a US\$181.6 millones, ubicando el margen EBITDA en 27.0%, por debajo del logrado en el 2022 y 2021 (34.4% y 42.9%). La reducción en el margen se debió principalmente al incremento en los costos operativos. En el siguiente gráfico mostramos la evolución del margen EBITDA.

Durante los últimos 12 meses terminados a marzo 2024, los ingresos aumentaron a US\$682.9 millones, debido al mayor precio promedio de venta de energía. Asimismo, el EBITDA del periodo aumentó a US\$192.2 millones, resultando en un margen EBITDA de 28.1%.



Fuente: Engie

La Clasificadora espera una recuperación en el margen EBITDA en el 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 53.6% respecto al 2022, 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 el 2023, sumaron US\$31.7 millones (US\$20.6 millones durante el 2022).

El mayor gasto financiero resultó en un indicador EBITDA/Gastos financieros de 5.16x y 5.73x en el año móvil a marzo 2024 y en el 2023, respectivamente. La cobertura se mantiene holgada a pesar del incremento en los gastos (9.26x en el 2022).

Asimismo, se debe destacar que, durante el 2023, 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 es no recurrente y no es incluido en el cálculo del EBITDA. Sin embargo, debido a este gasto, la utilidad neta del periodo se redujo a US\$6.0 millones (US\$65.2 millones durante el 2022).

El Flujo de Caja Operativo (FCO) del periodo se ubicó en US\$163.2 millones, superior a lo registrado durante el 2022 (US\$55.5 millones). Respecto a la inversión en activo fijo y reparto de dividendos, se ubicaron en US\$102.7 y US\$30.4 millones, respectivamente.

El Flujo disminuyó a US\$142.3 millones en los últimos 12 meses terminados a marzo 2024, y se realizaron inversiones en activo fijo y reparto de dividendos por US\$90.4 y 30.4 millones.

Estructura de Capital

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

La Empresa muestra una adecuada estructura de capital, con ratios de deuda sobre capitalización de 33.6%, 33.3% y 34.1% en diciembre 2022, diciembre 2023 y marzo 2024, respectivamente.

Asimismo, su nivel de apalancamiento (Deuda Financiera / EBITDA), a diciembre 2023, alcanzó 3.23x, similar al mantenido al cierre del 2022 (3.17x). Del mismo modo, al considerar el nivel de Deuda Financiera neta de Caja, el nivel de apalancamiento se redujo a 2.81x (2.75x al cierre del 2022).

A marzo 2024, el nivel de apalancamiento se mantuvo similar, con indicadores de apalancamiento total y neto de 3.21x y 2.74x, respectivamente.

Se debe destacar que el EBITDA registrado durante el 2023 se mantiene por debajo del mantenido entre el 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 diciembre 2023, la deuda total de EEP ascendió a US\$587.0 millones, por debajo del saldo mantenido al cierre del 2022 (US\$606.5 millones).

Cabe destacar que, a diciembre 2023, la caja representó 1.16x las amortizaciones de largo plazo programadas para el 2024. Además, la Caja + EBITDA del periodo representaron 3.90x las amortizaciones pendientes (incluyendo la deuda de corto plazo) para el 2024.

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 diciembre 2023, los préstamos en moneda local contaban con *swaps* cambiarios. A diciembre 2023, la Empresa mantenía deuda indirecta² por US\$5.8 millones.

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.

² Fianzas y garantías otorgadas

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 diciembre 2023, 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 diciembre 2023, cerró en S/ 4.65 (S/ 4.95 a diciembre 2022).

Indicadores Bursátiles - Acciones Comunes - EEP

	Monto Negociado*	Precio**	Frecuencia	Capitalización Bursatil*
Ene-22	477.23	6.21	28.57%	3,734,508
Feb-22	304.08	6.50	35.00%	3,908,905
Mar-22	146.92	6.65	47.83%	3,999,111
Abr-22	187.71	6.17	26.32%	3,710,453
May-22	80.42	5.68	22.73%	3,415,782
Jun-22	93.42	5.35	28.57%	3,217,330
Jul-22	142.79	5.55	26.32%	3,337,604
Ago-22	191.97	5.40	27.27%	3,247,398
Set-22	64.18	5.40	16.34%	3,247,398
Oct-22	606.05	5.00	61.90%	3,006,850
Nov-22	1,397.76	5.10	61.90%	3,066,987
Dic-22	293.24	4.95	40.00%	2,976,782
Ene-23	311.98	5.25	45.45%	3,157,193
Feb-23	155.86	5.26	30.00%	3,163,206
Mar-23	217.11	5.35	26.09%	3,217,330
Abr-23	401.82	5.41	22.22%	3,253,412
May-23	25,588.05	5.05	45.45%	3,036,919
Jun-23	3,126.97	4.95	52.38%	2,976,782
Jul-23	26,798.65	4.76	75.00%	2,862,521
Ago-23	12,196.51	4.71	68.18%	2,832,453
Set-23	1,096.85	4.70	61.90%	2,826,439
Oct-23	1,051.12	4.63	40.91%	2,784,343
Nov-23	187.47	4.52	42.86%	2,718,192
Dic-23	1,044.34	4.65	42.11%	2,796,371

* 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 el 2023, se entregaron dividendos por US\$30.4 millones.

Dividendos Entregados

	LTM-Mar24	2023	2022
Nº Acciones	601,370,011	601,370,011	601,370,011
Utilidad Neta (US\$ MM)	9.5	6.0	65.2
Dividendos (US\$ MM)	30.4	30.4	34.1
D / A	0.05	0.05	0.06

Fuente: EEP

Resumen Financiero - ENGIE Energía Perú

Cifras en miles de US\$

Tipo de Cambio S/ /US\$ a final del Periodo

	3.72 LTM Mar24	3.71 Dic-23	3.81 Dic-22	3.99 Dic-21	3.62 Dic-20	3.31 Dic-19
Rentabilidad						
EBITDA	192,202	181,583	191,159	228,091	232,552	266,591
Mg. EBITDA	28.1%	27.0%	34.4%	42.9%	48.0%	49.7%
FCF / Ingresos	3.1%	4.5%	-31.9%	4.4%	23.4%	25.3%
ROE	0.8%	0.5%	5.6%	5.6%	7.6%	9.4%
Cobertura						
EBITDA / Gastos financieros	5.16	5.73	9.26	9.14	7.45	7.09
FCF / Servicio de deuda	0.44	0.63	-1.38	0.21	1.23	1.18
(FCF + Caja + Valores líquidos) / Servicio de deuda	1.11	1.41	-0.66	1.05	2.08	1.80
CFO / Inversión en Activo Fijo	1.57	1.59	0.28	1.83	9.09	7.19
(EBITDA) / Servicio de Deuda	1.43	1.84	1.69	0.99	1.98	1.81
(EBITDA + caja) / Servicio de Deuda	2.11	2.62	2.40	1.83	2.83	2.43
Cobertura de Liquidez	1.63	1.92	1.66	1.23	1.85	1.60
Estructura de capital y endeudamiento						
Capitalización	34.1%	33.3%	33.6%	31.9%	29.8%	35.6%
Deuda financiera total / EBITDA	3.21	3.23	3.17	2.36	2.13	2.36
Deuda financiera neta / EBITDA	2.74	2.81	2.75	1.51	1.70	2.02
Costo de financiamiento estimado	5.9%	5.9%	3.6%	4.8%	5.5%	5.4%
Deuda financiera CP / Deuda financiera total	15.7%	11.4%	15.3%	38.3%	17.4%	17.4%
Balance						
Activos totales	2,380,753	2,315,177	2,390,985	2,252,706	2,181,314	2,205,268
Caja e inversiones corrientes	90,172	77,221	80,928	193,951	99,864	91,897
Deuda financiera Corto Plazo	96,911	66,907	92,606	205,969	86,089	109,635
Deuda financiera Largo Plazo	519,329	520,115	513,931	331,763	409,868	519,971
Deuda financiera total	616,240	587,022	606,537	537,732	495,957	629,606
Patrimonio Total	1,193,264	1,173,705	1,197,938	1,145,429	1,166,985	1,137,270
Capitalización ajustada	1,809,504	1,760,727	1,804,475	1,683,161	1,662,942	1,766,876
Flujo de caja						
Flujo de caja operativo (CFO)	142,265	163,211	55,508	189,580	196,004	233,434
Inversiones en Activos Fijos	-90,403	-102,684	-198,266	-103,712	-21,563	-32,464
Dividendos comunes	-30,408	-30,408	-34,063	-62,367	-61,121	-65,279
Flujo de caja libre (FCF)	21,454	30,119	-176,821	23,501	113,320	135,691
Ventas de Activo Fijo, Netas	202	174.00	154	417	5	5,085
Otras inversiones, neto	-60,342	0	0	0	-48	-38
Variación neta de deuda	-40,000	-34,000	63,644	70,169	-105,310	-123,458
Variación neta de capital	0	0	0	0	0	0
Variación de caja	-78,686	-3,707	-113,023	94,087	7,967	17,280
Resultados						
Ingresos	682,887	671,803	554,907	532,206	484,104	536,374
Variación de Ventas	1.6%	21.1%	4.3%	9.9%	-9.7%	3.0%
Utilidad operativa (EBIT)	92,679	85,919	103,854	141,191	158,511	182,558
Gastos financieros	37,233	31,704	20,640	24,953	31,201	37,601
Resultado neto	9,532	6,000	65,150	65,153	87,875	104,247
Información y ratios sectoriales						
Producción de Energía (GWh. - COES)	8,710.4	8,816.4	7,102.9	6,710	6,472	6,604
Participación en el COES	14.8%	15.1%	12.7%	12.4%	13.2%	12.5%

Vencimientos de Deuda de Largo Plazo

US\$ millones	2024	2025	2026+
	36,216	40,000	416,477

Información reexpresada por A&A con fines comparativos

EBITDA: Utilidad operativa (no incluye otros ingresos ni egresos) + depreciación y amortización.

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 cuentas por pagar comerciales + cambio en existencias - cambio en cuentas por cobrar 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.

(*) Para fines comparativos se agregó a los Pasivos por Alquileres los Gastos por Alquileres registrados en los costos operativos por el factor (7.0x)

Deuda financiera: Incluye deuda financiera con vinculadas

Servicio de deuda: Gastos financieros + deuda de corto plazo.



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*

Frank Demaille	Presidente del Directorio (hasta dic. 2023)
Rosaline Corinthien	Presidente del Directorio (desde feb. 2024)
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
Rodolfo Pérez Gonzáles	Vicepresidente de Operaciones
Gilda Spallarossa Lecca	Vicepresidente Legal
Daniel Cámac Gutiérrez	Vicepresidente Comercial, Regulación y Asuntos Corporativos
Luciano Guffanti	Vicepresidente de Finanzas
Rocío Esparza Traverso	Vicepresidente de RR.HH.

Relación de accionistas (según derecho a voto)*

International Power S.A. (antes Suez Tractebel)	61.77%
Prima AFP - RI - Fondo 2	7.56%
Integra AFP- IN- Fondo 2	7.47%
Profuturo AFP - PR - Fondo 2	4.18%
Otros	19.02%

(*) Nota: Información a abril 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.