

ENGIE Energía Perú S.A.A. y Subsidiarias

Fundamentos

Las clasificaciones otorgadas reflejan la sólida posición financiera de ENGIE Energía Perú S.A.A. (EEP o la Empresa) y subsidiarias, la cual se sustenta en la diversificación de sus fuentes de energía, el adecuado nivel de capitalización, su capacidad de generación de caja, la cual le permite mantener holgados indicadores de cobertura; 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 marzo 2026, 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 12.2% en el total de energía generada durante los últimos 12 meses terminados a marzo 2026, la cual ascendió a 7,547.1 GWh.

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 (31.5%, 33.7% y 33.4% a diciembre 2024, diciembre 2025 y marzo 2026, respectivamente).

Las inversiones realizadas han permitido a la Empresa consolidarse como una de las principales generadoras por energía despachada al sistema, con un portafolio de generación diversificado (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.

Durante el 2025, el EBITDA¹ ascendió a US\$251.0 MM, inferior a lo registrado en el 2024 (US\$271.3 MM), debido a la reducción de los ingresos y a que, en el 2024, se registraron ingresos extraordinarios por penalidades. Además, al cierre del 2025, la deuda financiera fue de US\$617.7 MM, creciendo respecto al 2024 por la toma de un préstamo con el IFC. Así, el indicador de apalancamiento (Deuda Financiera/EBITDA) fue de 2.5x (1.6x al considerar el indicador neto), superior a lo mantenido en el 2024 (2.1x y 1.5x, respectivamente).

A marzo 2026, la generación de flujos fue afectada por la interrupción del transporte de gas natural por TGP, por lo que el EBITDA del año móvil se redujo a US\$217.5 MM. Además, debido a la precancelación de un préstamo bancario, la deuda financiera se redujo a US\$577.3 MM. A pesar de esto, el nivel de apalancamiento aumentó a 2.7x (1.6x

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

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

Con información financiera auditada a diciembre 2025 y no auditada a marzo 2026.

Clasificación otorgada en Comités de fecha 28/05/2026 27/11/2025.

Perspectiva

Estable

Indicadores Financieros

Indicadores Financieros	Dic-24	Dic-25 LTM	Mar-26
(Cifras en miles de dólares)			
Ventas Netas	724,217	653,020	670,861
EBITDA	271,290	250,974	217,488
Flujo de Caja Operativo (FCO)	249,153	212,683	204,363
Deuda Financiera Ajustada	661,776	689,577	637,634
Caja y Equivalentes	175,985	220,285	230,435
Deuda Financiera Ajustada Neta / EBITDA	1.8x	1.9x	1.9x
EBITDA / Gastos Financieros Totales	5.9x	6.1x	5.3x

Fuente: Engie 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

neto). No obstante, la Clasificadora considera que, a pesar de este incremento, este indicador se mantiene adecuado para la clasificación.

Asimismo, se debe destacar que EEP cuenta con un pipeline de proyectos por alrededor de US\$275 millones para los próximos años.

Apoyo & Asociados Internacionales (A&A) espera que, si bien los resultados del 2026 se ven afectados por la contingencia de TGP, la generación de EBITDA mantenga su tendencia positiva durante los últimos tres trimestres del año y a lo largo del 2027. Así, el indicador de apalancamiento retornaría a su tendencia decreciente. Además, se espera que el esquema de financiamiento de los proyectos actuales y futuros permita mantener un perfil de riesgo adecuado a las clasificaciones 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.

Acontecimientos Recientes

El 14 de febrero del 2026, entró en operación comercial la C.S. Expansión Intipampa por 51.7 MW, la cual requirió una inversión aproximada de US\$48 MM.

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.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 2,745.8 MW a marzo 2026 (incluyendo la potencia de las centrales Duna y Huambos).

Accionistas

EEP, a través de International Power, forma parte del Grupo ENGIE (BBB+ con perspectiva estable por *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 marzo 2026, el Grupo ENGIE contaba con una capacidad de generación de energía de 103 GW, los cuales incluyen 58 GW de energía renovable.

Durante el primer trimestre del 2026, los ingresos consolidados del Grupo ascendieron a € 20.6 miles de millones, mientras que su EBITDA, a € 4.7 miles de millones (€ 23.3 y 5.4 miles de millones durante el mismo periodo del 2025, 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.

Entorno Competitivo

Durante 2025, el mayor dinamismo de la actividad económica (PBI: +3.4% a/a) favoreció la generación de empleo formal y, junto con un entorno de tasas de interés a la baja e inflación controlada, impulsó los ingresos de las familias y el consumo interno.

Producto de este incremento, la generación de energía aumentó en 2.0% en el 2025. Se debe destacar que, a diferencia del 2023, durante el 2025 y en el 2024 no se registraron anomalías climatológicas importantes, por lo que los dos periodos registraron una recuperación de la hidrología.

Debido a esto, la generación hidroeléctrica (incluyendo la generación RER) representó el 53.4% de la generación total

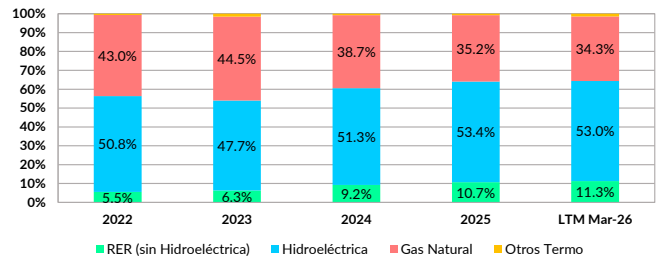
(51.3% en 2024). Cabe destacar que parte del incremento en participación se debió a la entrada en operación, en mayo del 2025, de la C.H. San Gabán III, una de las últimas grandes hidroeléctricas en construcción (209.3 MW). Así, a pesar de que la participación de esta tecnología en la generación se mantiene por debajo del nivel de 2019 (57%), ha registrado la mayor generación anual en su historia (32,680.7 GWh).

Además, durante el 2025 y el primer trimestre del 2026, entraron en operación comercial 456.9 y 51.7 MW de energía renovable no convencional, respectivamente (508 MW en el 2024). En los últimos años, han entrado en operación comercial importantes proyectos renovables, debido a lo cual la generación RER (sin incluir hidroeléctricas) representó el 11.3% y 10.7% de la generación en el año móvil a marzo 2026 y en el 2025, respectivamente (9.2% y 6.3% en el 2024 y 2023, respectivamente).

No obstante, el 1 de marzo del 2026 TGP anunció una deflagración en el gaseoducto de gas natural. Producto de ello, y debido a la priorización del consumo de gas natural para los usuarios residenciales, se redujo el volumen de gas natural disponible para la generación eléctrica. Esta contingencia fue resuelta el 14 de marzo del 2026. Esto resultó en una reducción del 35.6% en la generación en base a gas natural en marzo (respecto a marzo 2025).

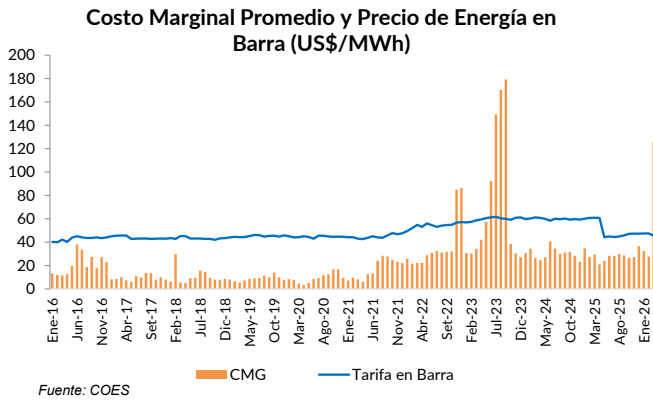
Así, considerando los últimos 12 meses terminados a marzo 2026, la participación de la generación en base a gas natural se redujo a 34.3%, mientras que la basada en diésel y residual aumentó a 1.4%. Se debe destacar que, debido a la entrada de importantes proyectos de energías renovables, la generación de estos aumentó a 11.3% en el año móvil a marzo 2026, lo que ayudó a mantener acotada la participación de otros combustibles.

Generación anual del SEIN por fuentes (miles de GWh)



Fuente: COES

Producto de esta contingencia, el costo marginal aumentó, de US\$28.5/MWh en el 2025, a US\$125.8/MWh a marzo 2026 (US\$30.3/MWh en el 2024). Esto afectó a las generadoras con una alta concentración en generación en base a gas natural.



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

Operaciones

A marzo 2026, EEP representaba el 19.0% de la potencia efectiva SEIN y ocupó el primer lugar en potencia instalada y el tercero en generación de energía en el Sistema entre los privados.

La Empresa cuenta con 11 centrales en operación, que totaliza una capacidad nominal de 2,745.8 MW a marzo 2026.

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 608 km.

Capacidad de Generación							
Plantas	Ubicación	Unidad	Combustible	Potencia Instalada (MW)	Puesta en Operación	Factor de Planta* Mar.2026	Factor de Planta* Dic.2025
C.T. Ilo31	Moquegua	TG1, TG2, TG3	Diesel 2 -	500.00	2013	0.2%	0.7%
C.T. Ilo41	Moquegua	TG41, TG42, TG43	Diesel 2 - B5	610.00	2016	0.2%	11.3%
C.T. ChilcaUno	Lima	CCTG	Gas Natural / Vapor	851.80	2006	67.8%	44.6%
C.T. ChilcaDos	Lima	CATG	Gas Natural / Vapor	111.00	2016	21.0%	51.5%
C.H. Yuncán	Cerro de Pasco	G1, G2, G3	Agua	134.16	2005	63.4%	87.6%
C.H. Quitaracsa	Ancash	G1, G2	Agua	114.00	2015	16.5%	6.2%
C.S. Intipampa	Moquegua	120 Módulos	-	40.00	2018	30.1%	25.3%
C.S. Extensión Intipampa	Moquegua	88,101 paneles	-	51.70	2025	19.8%	25.6%
C.E. Punta Lomitas	Ica	57 Aerogeneradore	-	296.40	2023	45.3%	41.3%
C.E. Dunas	Cajamarca	7 Aerogeneradore	-	18.38	2021	42.7%	20.6%
C.E. Huambos	Cajamarca	7 Aerogeneradore	-	18.38	2021	36.2%	22.6%
TOTAL				2,745.8			

*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 cuenta con un portafolio de generación diversificado. 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 MM de m³/día hasta el 01 de enero 2030; ; los contratos de servicio de transporte firme de gas con TGP por 2.5 MM m³/día hasta Dic-2026, 2.2MM m³/día hasta dic-2027 y 1.9 MM 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 MM de m³/día hasta diciembre 2033. Por su parte, las centrales térmicas Ilo31 e Ilo 41 utilizan 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-26	2025	2024	2023	2022
Generación GWh*	7,547.1	7,338.6	8,357.2	8,816	7,103
Compras netas SPOT	1,030	1,386	721	3	1,011
Pérdidas de energía	(21)	(121)	(152)	(195)	(146)
Total Volumen vendido (GWh)	8,556	8,604	8,926	8,624	7,968
Ventas clientes libres	6,376	6,461	6,609	6,501	6,026
Ventas clientes regulados	2,180	2,143	2,317	2,123	1,942
Ingresos por venta de energía	443,419	431,354	488,531	464,353	345,587
Precio Promedio (US\$ / MWh.)	51.8	50.1	54.7	53.8	43.4

*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 2024, se registró una recuperación de la generación hidráulica y un incremento en la generación renovable, impulsado por la puesta en operación de la central Punta Lomitas, lo que resultó en una generación máxima histórica de 8,357.2 GWh.

Durante el 2025, el sistema registró importantes incorporaciones de capacidad renovable e hidroeléctrica, lo que redujo la demanda de energía térmica en el SEIN. Asimismo, la Central Hidroeléctrica Quitaracsa salió de operación por mantenimientos mayores y el complejo Chilca tuvo paradas programadas. Como resultado, la generación se redujo a 7,338.6 GWh, contrayéndose en 12.2% respecto al 2024.

Además, durante los últimos 12 meses terminados a marzo del 2026, la generación fue afectada por la interrupción en el transporte de gas natural, lo que incrementó la generación de

las centrales duales con diésel (C.T. Ilo 31 y C.T. Ilo 41), y la generación de ENGIE a base de este combustible aumentó 7.9x.

No obstante, a pesar de estas contingencias, la mayor generación térmica en base a diésel y renovable compensó la menor generación hidroeléctrica y en base a gas natural, por lo que la generación se elevó a 7,547.1 GWh, registrando un incremento de 2.8% respecto al 2025.

Al considerar la generación del 2025 y en el año móvil a marzo 2026, se debe destacar que la generación de energía registrada durante el 2023 y el 2024 fueron extraordinarias. No obstante, es importante destacar que en los últimos años, la estrategia comercial de ENGIE resultó en que se mantenga como comprador neto en el mercado.

Así, la participación de EEP consolidado en el SEIN se redujo, de 13.9% en el 2024, a 12.0% en el 2025, y 12.2% en el año móvil terminado a marzo 2026.

Durante el 2025, el 69.3% de la generación fue de fuente térmica, el 18.2% de fuente renovable no convencional y el 12.5%, hidroeléctrica. Cabe destacar el crecimiento de la generación en base a recursos renovables, los cuales pasaron de representar el 1.6% de la generación en el 2022, al 18.2% en el periodo actual.

Asimismo, es importante destacar la reducción de la generación hidroeléctrica, la cual llegó a un pico en el 2021, con el 20.3% de la generación total. Esta reducción se debió principalmente a la menor generación de la central Quitaracsa. Además, la C.T. Chilca Uno se mantuvo como la central más importante, al contribuir con el 66.3% de la producción total.

Durante los últimos 12 meses terminados a marzo 2026, debido a que las centrales duales de ENGIE generaron a base de diésel por demanda del sistema, la generación térmica aumentó su participación a 71.3%, la generación renovable se mantuvo en 18.1%, y la hidroeléctrica se redujo a 10.6%.

Al cierre del 2025, el nivel de contratación de EEP alcanzó los 1,827.5 MW en hora punta (1,770.9 MW a diciembre 2024), de los cuales el 59.4% corresponde a clientes libres y el 40.6% restante a clientes regulados. Los usuarios libres más representativos fueron: Quellaveco, Cerro Verde, Antamina y Nexa Resources. A marzo 2026, la contratación se redujo a 1,573.6 MW.

EEP mantiene en cartera proyectos de generación y transmisión por US\$275 millones para los próximos años. Adicionalmente, mantiene proyectos de líneas de transmisión por 173 KM.

Desempeño Financiero

Durante el 2025, la Empresa consolidó la recuperación de su margen operativo, el cual se situó por encima de los niveles registrados en años anteriores. En el primer trimestre del 2026, los márgenes se vieron afectados por la interrupción de TGP. No obstante, dado el carácter extraordinario de dicho evento, se espera una recuperación de los resultados al cierre del año.

Durante el 2025, los ingresos operativos de EEP fueron US\$653.0 MM, reduciéndose en 9.8% respecto al 2024, debido a los menores volúmenes de venta. Asimismo, se debe considerar que los ingresos del 2024 incluyen ingresos extraordinarios por penalidades a proveedores.

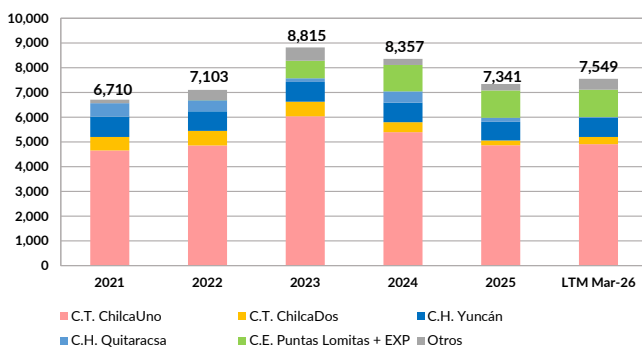
No obstante, el costo de ventas también registró una contracción, reduciéndose a US\$484.2 MM (US\$529.4 MM en el 2024), debido a los menores gastos en compra de energía y potencia, y a la reducción del gasto en combustible producto de la menor generación térmica.

Así, debido a la mayor contracción de los ingresos respecto de los costos operativos, la utilidad bruta del periodo ascendió a US\$168.8 MM, por debajo de lo registrado en el 2024 (US\$194.8 MM). No obstante, cabe precisar que el resultado del 2024 incluía una utilidad extraordinaria, y que la utilidad bruta del 2025 se mantiene por encima de la reportada en años anteriores (US\$125.0 MM y US\$111.5 MM en el 2023 y 2022, respectivamente).

Además, los gastos administrativos del periodo fueron US\$27.3 MM, por debajo a los registrados en el 2024 (US\$28.6 MM), debido a la reducción en el gasto de personal.

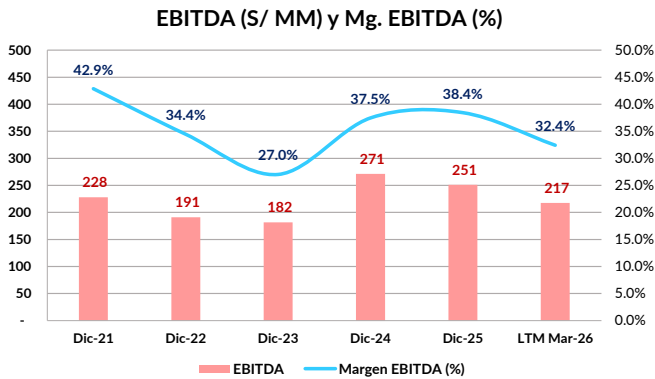
De esta manera, el EBITDA generado durante el 2025 ascendió a US\$251.0 MM, inferior a lo registrado en el 2024 (US\$271.3 MM). Se debe destacar que, a pesar de la reducción del EBITDA, este se mantiene mayor al promedio del 2020-2023 (US\$208.4 MM). Esto resultó en un margen EBITDA de 38.4%, superior a lo registrado en el 2023 y 2024 (27.0% y 37.5%, respectivamente).

Generación por Central (GWh.)



Fuente: Engie Energía Perú S.A. y Subsidiarias

En el siguiente gráfico se muestra la evolución del margen EBITDA.



Fuente: Engie S.A. y Subsidiarias. Elaboración Propia.

Los gastos financieros disminuyeron en 10.2%, producto de la reducción en la tasa promedio de financiamiento. De esta manera, los gastos financieros totales sumaron US\$40.7 MM (US\$45.0 MM durante el 2024).

Esta reducción compensó la menor generación de EBITDA; resultando en un indicador EBITDA/Gastos financieros de 6.12x en el 2025 (5.94x en el 2024).

Como resultado de lo anterior, se obtuvo una utilidad neta en el periodo por US\$76.6 MM, lo que resultó en un ROAE de 6.2%, inferior a lo registrado en el 2024 (8.1%).

El Flujo de Caja Operativo (FCO) del periodo se ubicó en US\$212.7 MM, inferior a lo registrado durante el 2024 (US\$249.2 MM), debido a la menor cobranza a clientes. Respecto a la inversión en activo fijo y reparto de dividendos, se ubicaron en US\$87.7 y 100.7 MM, respectivamente.

Respecto a los resultados de los últimos 12 meses terminados a marzo 2026, estos estuvieron marcados por los impactos de la interrupción de transporte de gas natural. Así, producto de la mayor venta de energía en el *spot*, los ingresos registraron un incremento de 2.7% y se elevaron a US\$670.9 MM.

No obstante, debido al mayor consumo de combustible, los costos operativos crecieron en 10.5%. Esto generó una reducción en el EBITDA, el cual fue US\$217.5 MM con un margen EBITDA de 32.4%. Esto resultó en una contracción en la utilidad neta y ROE, los cuales fueron de US\$46.0 MM y 3.9%, respectivamente.

La menor generación del EBITDA resultó en una menor cobertura de gastos financieros, la cual se redujo a 5.3x. A pesar de la reducción, la Clasificadora considera que esta cobertura se mantiene adecuada para la clasificación otorgada.

La Clasificadora considera que la interrupción del transporte de gas natural fue un suceso extraordinario y no comprometerá la capacidad de ENGIE de generar flujos en los periodos siguientes. Asimismo, considera que, a pesar de la afectación en los resultados del 2026, la Generadora mantendrá indicadores de rentabilidad y cobertura de gastos financieros adecuados para la clasificación otorgada.

Además, se espera que, durante el 2027, se mantendrá la tendencia creciente en los márgenes, debido a la mayor generación renovable.

Por último, A&A anticipa que la menor contratación resultará en una menor exposición al mercado *spot*, mitigando el riesgo asumido por ENGIE en los próximos años.

Estructura de Capital

La reducción en el EBITDA resultó en un incremento en los niveles de apalancamiento. No obstante, estos se mantienen en niveles adecuados.

La Empresa muestra una adecuada estructura de capital, con ratios de deuda sobre capitalización de 31.5%, 33.7% y 33.4% a diciembre 2024, diciembre 2025 y marzo 2026, respectivamente.

Al cierre del 2025, la deuda total de EEP aumentó a US\$617.7 MM, superior a lo mantenido al cierre del 2024 (US\$574.5 MM), debido al desembolso de un préstamo del IFC por US\$120 MM, el cual será destinado a refinanciar la deuda tomada para la compra de las centrales Dunas y Huambos, y el Proyecto C.S. Expansión Intipampa y al sistema de baterías Chilca-BESS.

Producto de este incremento, el nivel de apalancamiento (Deuda Financiera/EBITDA) a diciembre 2025, aumentó a 2.5x (2.1x en el 2024). No obstante, se debe destacar que, al considerar el nivel de Deuda Financiera neta de Caja, este apalancamiento se reduce a 1.6x (1.4x en el 2024).

Además, a marzo 2026 la deuda financiera se redujo a US\$577.3 MM, debido a la precancelación del segundo desembolso con el IBD por US\$32.4 MM. Este préstamo estaba asociado al proyecto Punta Lomitas. No obstante, debido a la menor generación de EBITDA, el nivel del apalancamiento aumentó a 2.7x (1.6x neto). A pesar del incremento, la Clasificadora considera que el indicador se mantiene adecuado para la clasificación otorgada.

La Clasificadora espera que, con la mayor participación de generación renovable y la normalización de la generación hidroeléctrica, se mantenga la tendencia positiva del EBITDA. Así, considerando las amortizaciones de deuda programadas, se espera que los indicadores de apalancamiento muestren una tendencia decreciente en los próximos años.

Asimismo, se debe resaltar que la caja mantenida, a marzo 2026, cubre 2.88x las amortizaciones de largo plazo programadas para el 2026. Además, el EBITDA del periodo representó 1.8x 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 marzo 2026, los préstamos en moneda local contaban con *swaps* cambiarios. Al cierre del primer trimestre del 2026, la Empresa mantenía deuda indirecta² por US\$56.5 MM.

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 MM 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 llevaron 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 con 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.

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 MM, 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.
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 (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 (3era emisión serie B)	115.00	6.719	35.2	4.910

Fuente: EEP

² Fianzas y garantías otorgadas

Acciones

Luego de la capitalización de una prima de emisión correspondiente a un aumento de capital realizado en el 2012, el capital social, a marzo 2026, 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 marzo 2026, cerró en S/ 4.38 (S/ 4.31 a marzo 2025).

Indicadores Bursátiles - Acciones Comunes - EEP

	Monto Negociado*	Precio**	Frecuencia	Capitalización Bursatil*
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
Jul-24	2,047	4.26	66.67%	2,561,836
Ago-24	13,768	4.00	65.00%	2,405,480
Set-24	13,839	4.00	90.48%	2,405,480
Oct-24	1,632	4.25	72.73%	2,555,823
Nov-24	620	4.18	50.00%	2,513,727
Dic-24	13,058	4.09	55.00%	2,459,603
Ene-25	849	3.93	68.18%	2,363,384
Feb-25	17,269	3.70	65.00%	2,225,069
Mar-25	86,696	4.31	90.48%	2,591,905
Abr-25	2,067	3.68	85.00%	2,213,042
May-25	3,017	3.67	100.00%	2,207,028
Jun-25	6,845	3.65	90.48%	2,195,001
Jul-25	3,877	3.74	100.00%	2,249,124
Ago-25	11,402	3.67	90.00%	2,207,028
Set-25	17,291	3.65	100.00%	2,195,000
Oct-25	6,250	3.62	90.91%	2,176,959
Nov-25	25,672	3.75	90.00%	2,255,138
Dic-25	17,677	4.15	90.00%	2,495,686
Ene-26	16,543	4.60	95.24%	2,766,302
Feb-26	5,641	4.58	100.00%	2,754,275
Mar-26	31,344	4.38	100.00%	2,634,001

* En miles de Soles

** En Soles

Fuente: BVL

Política de Dividendos

EEP cuenta con una Política de Dividendos, por la cual, con cargo a los resultados acumulados, EEP repartirá cada año, como mínimo, una suma equivalente al treinta por ciento (30%) de las utilidades anuales disponibles, según éstas sean determinadas en cada ejercicio anual, o un monto mayor si

así se estimara conveniente sin limitarse a las utilidades anuales disponibles.

La distribución se efectuará primero con cargo a los resultados acumulados obtenidos hasta el 31 de diciembre del 2014 y, cuando estos se agoten, con cargo a los resultados obtenidos a partir del 1 de enero del 2015 hasta el 31 de diciembre del 2016 y, cuando estos se agoten, con cargo a los resultados obtenidos a partir del 1 de enero del 2017.

El 26 de marzo del 2026, se realizó la Junta Obligatoria Anual de Accionistas Presencial, en la cual se acordó el pago de dividendos por US\$76.8 MM, con cargo a las utilidades acumuladas disponibles al 31 de diciembre del 2016. Durante los últimos 12 meses terminados a marzo 2026, se entregaron dividendos por US\$45.9 MM.

	Dividendos Entregados				
	LTM 'Mar-26	2025	2024	2023	2022
N° Acciones	601,370,011	601,370,011	601,370,011	601,370,011	601,370,011
Utilidad Neta (US\$ MM)	45.9	76.6	98.6	6.0	65.2
Dividendos (US\$ MM)	-100.7	100.7	27.7	30.4	34.1
D / A	-0.17	0.17	-0.05	0.05	0.06

Fuente: ENGIE Energía Perú S.A. y subsidiarias

Resumen Financiero - Engie S.A. y Subsidiarias

(Cifras en miles de dólares)

Tipo de Cambio S/ / US\$ a final del Periodo	3.99	3.81	3.71	3.76	3.36	3.49
	Dic-21	Dic-22	Dic-23	Dic-24	Dic-25	LTM Mar-26
RESULTADOS						
Ventas Netas	532,206	554,907	671,803	724,217	653,020	670,861
Variación de Ventas	9.9%	4.3%	21.1%	7.8%	-9.8%	2.7%
Utilidad Operativa	141,191	103,854	85,919	166,188	141,483	108,049
EBITDA (1)	228,091	191,159	181,583	271,290	250,974	217,488
Margen EBITDA (%)	42.9%	34.4%	27.0%	37.5%	38.4%	32.4%
Gastos Financieros Totales	24,953	20,640	31,704	45,641	41,000	40,979
Utilidad Neta (Atribuible a Accionistas Controlares)	65,153	65,150	6,000	98,581	76,636	45,928
BALANCE						
Activos Totales	2,252,706	2,390,985	2,315,177	2,414,741	2,413,872	2,403,364
Caja y Equivalentes	193,951	80,928	77,221	175,985	220,285	230,435
Cuentas por Cobrar Comerciales	80,754	149,887	149,515	121,044	146,808	153,377
Inventarios	81,489	102,996	117,069	118,803	116,341	112,362
Cuentas por Pagar Comerciales	60,520	71,520	77,992	68,442	78,408	118,607
Deuda Financiera	532,033	604,140	583,623	574,533	617,705	577,311
Pasivos por Arrendamiento	5,699	2,397	3,399	4,719	3,836	3,870
Deuda Financiera Ajustada (2)	577,232	640,537	626,821	661,776	689,577	637,634
Patrimonio Total (sin Interés Minoritario)	1,145,429	1,197,938	1,173,705	1,248,742	1,213,785	1,150,693
Interés Minoritario	-	-	-	-	-	-
Capitalización Ajustada (4)	1,722,661	1,838,475	1,800,526	1,910,518	1,903,362	1,788,327
FLUJO DE CAJA						
Flujo de Caja Operativo (FCO)	202,793	55,508	163,211	249,153	212,683	204,363
Inversiones en Activos Fijos	(103,295)	(198,112)	(102,510)	(52,975)	(87,673)	(80,324)
Flujo de Caja Disponible para el SD (FCSD)	99,498	(142,604)	60,701	196,178	125,010	124,039
Dividendos	(62,367)	(34,063)	(30,408)	(27,661)	(100,724)	(100,724)
Variación Neta de Deuda	70,169	63,644	(34,000)	(11,974)	20,000	(12,400)
Intereses Pagados	(13,213)	-	-	-	-	-
Variación Neta de Capital	-	-	-	-	-	-
Otros Neto	-	-	-	(60,341)	14	14
Variación Total de Caja	94,087	(113,023)	(3,707)	96,202	44,300	10,929
RATIOS FINANCIEROS						
COBERTURA						
EBITDA / Gastos Financieros Totales	9.1x	9.3x	5.7x	5.9x	6.1x	5.3x
EBITDA / Servicio de Deuda (5)	2.8x	1.7x	2.6x	3.1x	2.0x	1.8x
SOLVENCIA						
Deuda Financiera / Capitalización	31.7%	33.5%	33.2%	31.5%	33.7%	33.4%
Deuda Financiera / EBITDA	2.3x	3.2x	3.2x	2.1x	2.5x	2.7x
Deuda Financiera Neta / EBITDA	1.5x	2.7x	2.8x	1.5x	1.6x	1.6x
Deuda Financiera Ajustada / Capitalización Ajustada	33.5%	34.8%	34.8%	34.6%	36.2%	35.7%
Deuda Financiera Ajustada / EBITDA	2.5x	3.4x	3.5x	2.4x	2.7x	2.9x
Deuda Financiera Ajustada Neta / EBITDA	1.7x	2.9x	3.0x	1.8x	1.9x	1.9x
Total Pasivo / Total Patrimonio	1.0x	1.0x	1.0x	0.9x	1.0x	1.1x
Deuda Financiera Corto Plazo / Deuda Financiera	38.1%	15.3%	11.4%	17.4%	14.0%	14.3%
Costo de Financiamiento Estimado	4.5%	3.6%	5.3%	7.8%	6.8%	7.0%
LIQUIDEZ						
Liquidez Corriente	1.2x	1.7x	1.9x	2.0x	2.1x	1.6x
Caja / Deuda Financiera Corto Plazo	1.0x	0.9x	1.2x	1.8x	2.5x	2.8x
RENTABILIDAD						
Margen Neto (%)	12.2%	11.7%	0.9%	13.6%	11.7%	6.8%
ROAE (%)	5.6%	5.6%	0.5%	8.1%	6.2%	3.9%

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

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

(3) Capitalización: Deuda Financiera + Patrimonio Total + Interés Minoritario

(4) Capitalización Ajustada: Deuda Financiera Ajustada + Patrimonio Total + Interés Minoritario

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

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 MM.	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 solvencia y generación de fondos del emisor, y liquidez del instrumento en el mercado local.

(+) 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 0.4% 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.