ENGIE Energía Perú S.A.A. y Subsidiarias

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

Con información financiera no auditada a setiembre 2025.

Clasificación otorgada en Comités de fecha 27/11/2025 21/05/2025.

Perspectiva

Estable

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 setiembre 2025, 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 setiembre 2025, la cual ascendió a 7,450.9 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 (33.2%, 31.5% y 34.6%, al cierre del 2023, 2024 y a setiembre 2025, respectivamente).

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.

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 mediante un préstamo de corto plazo y ha sido reemplazada con un préstamo de largo plazo del IFC por US$120 MM, el cual financia también el proyecto Expansión C.S. Intipampa. Asimismo, se debe destacar que EEP cuenta con un *pipeline* de proyectos por alrededor de 1,600 MW en energías renovables.

Durante los últimos 12 meses terminados a setiembre 2025, el EBITDA[1] ascendió a US$254.1 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, a setiembre 2025, la deuda financiera fue de US$643.5 MM, creciendo respecto al 2024 por la toma de préstamo con el IFC ya mencionado. Así, el

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

Indicadores Financieros

Indicadores Financieros

(Cifras en miles de dólares)	Dic-23	Dic-24	LTM Set-25
Ventas Netas	671,803	724,217	638,839
EBITDA	181,583	271,290	254,113
Flujo de Caja Operativo (FCO)	180,944	277,695	181,552
Deuda Financiera Ajustada	626,821	661,776	713,529
Caja y Equivalentes	77,221	175,985	263,917
Deuda Financiera Ajustada Neta / EBITDA	3.0x	1.8x	1.8x
EBITDA / Gastos Financieros Totales	5.7x	5.9x	6.0x

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

indicador de apalancamiento (Deuda Financiera / EBITDA) fue de 2.5x (1.5x al considerar el indicador neto), superior a lo mantenido en el 2024 (2.1x y 1.5x, respectivamente). A pesar de este incremento, la Clasificadora considera que este indicador se mantiene adecuado para la clasificación.

Apoyo & Asociados Internacionales (A&A) espera que, con el año completo de operación de las centrales adquiridas en el 2024 y con la entrada en operación de la ampliación en construcción, se mantenga la recuperación en el margen EBITDA; de manera que el indicador de apalancamiento retome la 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 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.

Acontecimientos Recientes

En diciembre 2024, se iniciaron las obras del Proyecto Expansión C.S. Intipampa por 51.7 MW, la cual requerirá una inversión aproximada de US$48.0 MM. Se espera que esta ampliación entre en operación comercial en diciembre 2026.

El 18 de marzo del 2025, ENGIE Transmisión Perú S.A. (una empresa 100% de ENGIE Energía Perú S.A.A. suscribió con el Estado peruano, representado por el Ministerio de Energía y Minas los contratos de Concesión SGT de los proyectos: Enlace 220 kV Aguaytía – Pucallpa, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas, Incremento de la Confiabilidad 138-60KV del Sistema Eléctrico de Tarma – Chanchamayo, e Incremento de capacidad y confiabilidad de Suministro del Sistema Eléctrico Huaraz. ENGIE Transmisión Perú S.A. estará encargada del diseño, financiamiento, construcción, operación y mantenimiento de los proyectos. El monto de inversión total asciende a US$94.5 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 2,694 MW a setiembre 2025 (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 setiembre 2025, el Grupo ENGIE contaba con una capacidad de generación de energía de 102 GW, los cuales incluyen 55 GW de energía renovable.

Durante los primeros tres trimestres del año, los ingresos consolidados del Grupo ascendieron a € 52.8 billones, mientras que su EBITDA, a € 10.8 billones (€ 52.6 y 12.0 billones durante el mismo periodo del 2024, 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.

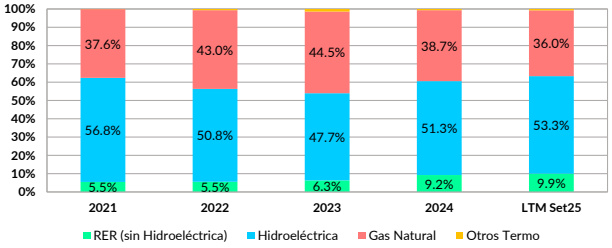
Sector Eléctrico

En el 1S25, la economía peruana registró un crecimiento interanual de 3.4%, explicado principalmente por el mayor dinamismo de la manufactura (+5.3% a/a), la construcción (+5.2% a/a), la pesca (+5.0% a/a) y el sector agropecuario (+2.8% a/a). Este resultado se enmarca en un entorno de recuperación sostenida del mercado laboral, inflación ubicada dentro del rango meta del BCRP, reducción de la tasa de referencia y expectativas empresariales en el tramo optimista.

Producto de este incremento, la generación de energía aumentó en 1.5% en los últimos 12 meses terminados a setiembre 2025. Se debe destacar que, a diferencia del 2023, durante el año móvil a setiembre 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 53.3% 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 (30,811.0 GWh).

Generación anual del SEIN por fuentes (miles de GWh)

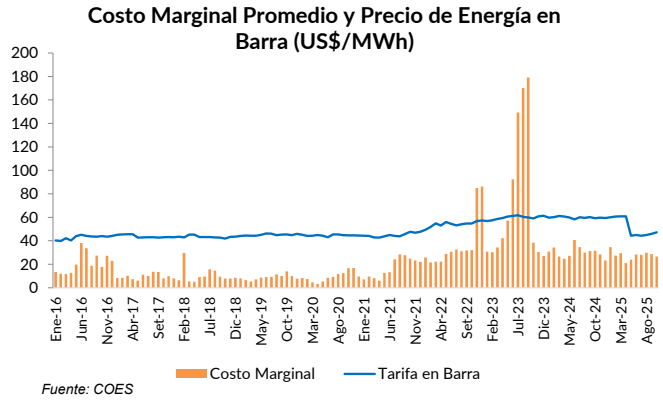


Fuente: COES

Además, durante el año móvil terminado a setiembre 2025, entraron en operación comercial 209 MW de energía renovable no convencional (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 9.9% de la generación (9.2% y 6.3% en el 2024 y 2023, respectivamente).

Producto de estos incrementos, la participación de la generación en base a gas natural se redujo a 36.0%, por debajo del 38.7% y 44.5% registrados en el 2024 y 2023, respectivamente. Se debe destacar que la participación del 2023 fue anómala, debido a fenómenos climatológicos.

Asimismo, producto de la normalización de la hidrología, el año móvil terminado a setiembre 2025 registró un costo marginal promedio de US$27.9/MWh, por debajo de lo registrado en el 2024 (US$30.3/MWh).



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

Operaciones

A setiembre 2025, EEP representaba el 19.1% 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 diez centrales en operación, que totaliza una capacidad nominal de 2,694.1 MW a setiembre 2025.

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* Set.2025	Factor de Planta* Dic.2024
C.T. Ilo31	Moquegua	TG1, TG2, TG3	Diesel 2 -	500.00	2013	0.2%	0.1%
C.T. Ilo41	Moquegua	TG41, TG42, TG43	Diesel 2 - B5	610.00	2016	0.3%	0.3%
C.T. ChilcaUno	Lima	CCTG	Gas Natural / Vapor	851.80	2006	65.8%	74.8%
C.T. ChilcaDos	Lima	CATG	Gas Natural / Vapor	111.00	2016	19.2%	40.6%
C.H. Yuncán	Cerro de Pasco	G1, G2, G3	Agua	134.16	2005	60.9%	65.4%
C.H. Quitaracsa	Ancash	G1, G2	Agua	114.00	2015	21.3%	43.8%
C.S. Intipampa	Moquegua	120 Módulos	-	40.00	2018	27.2%	31.2%
C.E. Punta Lomitas	Ica	57 Aerogeneradore	-	296.40	2023	43.9%	41.2%
C.E. Dunas	Cajamarca	7 Aerogeneradore	-	18.38	2021	48.5%	52.1%
C.E. Huambos	Cajamarca	7 Aerogeneradore	-	18.38	2021	39.6%	41.1%
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 MM de m^3/día hasta el 01 de enero 2030; el contrato de transporte firme de gas con TGP por 700 miles de m^3/día hasta diciembre 2025 (posteriormente se tiene contratado 1.9 MM de m^3/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 m^3/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 Set-25	2024	2023	2022
Generación GWh*	**7,450.9**	**8,357.2**	**8,816**	**7,103**
Compras netas SPOT	1,294	721	3	1,011
Pérdidas de energía	(136)	(152)	(195)	(146)
Total Volumen vendido (GWh)	**8,609**	**8,926**	**8,624**	**7,968**
Ventas clientes libres	6,421	6,609	6,501	6,026
Ventas clientes regulados	2,188	2,317	2,123	1,942
Ingresos por venta de energía	427,792	488,531	464,353	345,587
Precio Promedio (US$ / MWh.)	49.7	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 los últimos 12 meses terminados a setiembre del 2025, se registró una caída de 18.0% en la generación hidroeléctrica, producto de la salida por mantenimientos mayores de la central Hidroeléctrica Quitaracsa. Asimismo, debido a mantenimientos programados del complejo Chilca,

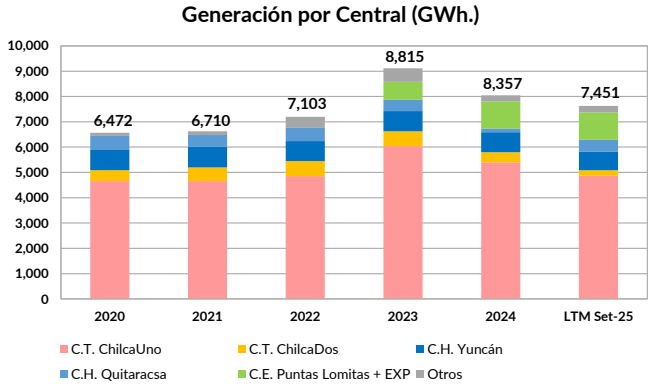
se reportó una menor generación térmica. No obstante, la generación en base a energías renovables creció 2.6% en el periodo.

Debido a esto, EEP generó 7,450.9 GWh, reduciéndose en 10.8% respecto al 2024. No obstante, se debe destacar que las generaciones del 2023 y 2024 fueron anómalas, y la reportada en el periodo octubre 2024 – setiembre 2025 se mantiene mayor a la registrada en años anteriores. Producto de esta reducción, se registraron mayores compras netas en el mercado *spot*, manteniendo a ENGIE como comprador neto.

Asimismo, en el mismo periodo, la generación del SEIN aumentó en 1.5% respecto al 2024. Así, la participación de EEP consolidado en el SEIN se redujo, de 13.9% en el 2024, a 12.2% en el año móvil terminado a setiembre 2025.

En el año móvil a setiembre 2025, el 68.6% de la generación fue de fuente térmica, el 17.7% de generación renovable no convencional y el 13.7%, hidroeléctrica. Cabe destacar el crecimiento de generación en base a recursos renovables, los cuales pasaron de representar el 1.6% de la generación, en 2022, a 17.7% durante el año móvil terminado a setiembre del 2025, superando, por primera vez, a la generación hidroeléctrica. Además, la C.T. ChilcaUno se mantuvo como la central más importante, al contribuir con el 64.3% de la producción total.

A setiembre 2025, el nivel de contratación de EEP alcanzó los 1,814.5 MW en hora punta (1,770.9 MW a diciembre 2024), de los cuales el 60.0% corresponde a clientes libres y el 40.0% restante a clientes regulados. Los usuarios libres más representativos fueron: Quellaveco, Cerro Verde, Antamina y Nexa Resources.



'Fuente: Engie Energía Perú S.A. y Subsidiarias

EEP mantiene el proyecto Expansión C.S. Intipampa y dos proyectos RER propios en evaluación para el periodo 2027-2028. Estos proyectos representan alrededor de 474 MW y una inversión aproximada de US$510 MM. La ampliación ya se encuentra en construcción y los proyectos 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 1,600 MW.

Desempeño Financiero

La Empresa mantuvo la recuperación en el margen operativo, siendo superior a lo registrado en los últimos años.

Durante los últimos 12 meses terminados a setiembre 2025, los ingresos operativos de EEP fueron US$638.8 MM, reduciéndose en 11.8% 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 se contrajo significativamente, reduciéndose a US$461.9 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.

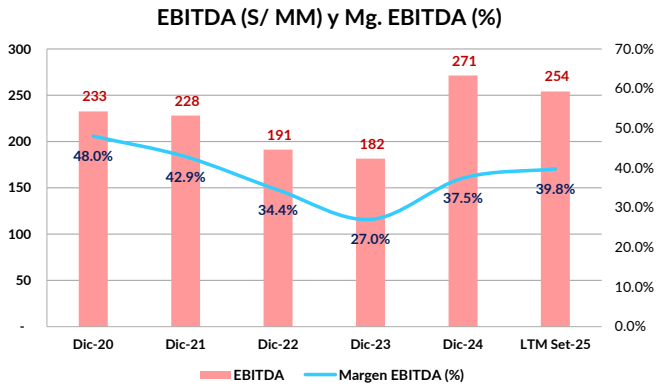
Así, la utilidad bruta del periodo fue US$176.9 MM, inferior al 2024 (US$194.8 MM). No obstante, se debe destacar que el 2024 registró una utilidad extraordinaria, y que la generación del año móvil terminado a setiembre 2025 se mantiene superior a la reportada en años anteriores. Así, la menor injerencia de los costos resultó en un incremento del margen bruto a 27.7% (26.9% y 16.6% en el 2024 y 2023, respectivamente).

No obstante, se mantiene por debajo del margen obtenido en el 2021 y 2020 (30.3% y 37.3%, respectivamente). La Clasificadora anticipa que se mantenga la tendencia creciente en el margen, 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$28.1 MM, ligeramente 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 año móvil a setiembre 2025 ascendió a US$254.1 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 39.8%, superior a lo registrado en el 2023 y 2024 (27.0% y 37.5%, respectivamente).

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



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

La Clasificadora espera que se mantenga la tendencia positiva del margen EBITDA en el 2025, debido a la mayor generación renovable, producto de la entrada del proyecto Punta Lomitas y su expansión, y a la adquisición de las centrales Dunas y Huambos.

Los gastos financieros disminuyeron en 6.9%, producto de la reducción en la tasa promedio de financiamiento. De esta manera, los gastos financieros totales sumaron US$42.5 MM (US$45.0 MM durante el 2024).

Esta reducción compensó la menor generación de EBITDA; resultando en un indicador EBITDA/Gastos financieros de 5.98x en el año móvil a setiembre 2025 (5.94x en el 2024).

Como resultado de lo anterior, se obtuvo una utilidad neta en el periodo por US$72.1 MM, lo que resultó en un ROAE de 5.8%, inferior a lo registrado en el 2024 (8.1%).

El Flujo de Caja Operativo (FCO) del periodo se ubicó en US$153.0 MM, inferior a lo registrado durante el 2024 (US$249.2 MM), debido a los menores pagos a proveedores. Respecto a la inversión en activo fijo y reparto de dividendos, se ubicaron en US$29.4 y 97.6 MM, respectivamente.

Estructura de Capital

El mayor saldo de deuda financiera resultó en un ligero incremento en los niveles de apalancamiento, el cual se mantiene adecuado.

La Empresa muestra una adecuada estructura de capital, con ratios de deuda sobre capitalización de 33.2%, 31.5% y 34.6% a diciembre 2023, diciembre 2024 y setiembre 2025, respectivamente.

A setiembre 2025, la deuda total de EEP aumentó a US$643.5 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 Expansión C.S. Intipampa y al sistema de baterías Chilca-BESS.

Producto de este incremento, el nivel de apalancamiento (Deuda Financiera / EBITDA) de los últimos 12 meses terminados a setiembre 2025, aumentó a 2.53x (2.12x en el 2024). No obstante, se debe destacar que, al considerar el nivel de Deuda Financiera neta de Caja, este apalancamiento se reduce a 1.49x (1.47x en el 2024).

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 setiembre 2025 cubre 3.14x las amortizaciones de largo plazo programadas para el 2026. Además, el EBITDA del periodo representó 1.65x 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 setiembre 2025, los préstamos en moneda local contaban con *swaps* cambiarios. Al cierre del tercer trimestre del 2025, la Empresa mantenía deuda indirecta[2] por US$64.7 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

[2] Fianzas y garantías otorgadas

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 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 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 (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 (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 setiembre 2025, 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 setiembre 2025, cerró en S/ 3.65 (S/ 4.00 a setiembre 2024).

Indicadores Bursátiles - Acciones Comunes - EEP

	Monto Negociado*	Precio**	Frecuencia	Capitalización Bursatil*
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
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

** 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 20 de marzo del 2025, se realizó la Junta Obligatoria Anual de Accionistas Presencial, en la cual se acordó el pago de dividendos por US$98.7 MM, con cargo a las utilidades acumuladas disponibles al 31 de diciembre del 2015. Durante los últimos 12 meses terminados a setiembre 2025, se entregaron dividendos por US$98.6 MM.

Dividendos Entregados

	LTM Set-25	2024	2023	2022
N° Acciones	601,370,011	601,370,011	601,370,011	601,370,011
Utilidad Neta (US$ MM)	72.1	98.6	6.0	65.2
Dividendos (US$ MM)	97.6	27.7	30.4	34.1
D / A	0.16	-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	*3.62*	*3.99*	*3.81*	*3.71*	*3.76*	*3.76*
	Dic-20	**Dic-21**	**Dic-22**	**Dic-23**	**Dic-24**	**LTM Set-25**
RESULTADOS						
Ventas Netas	484,104	532,206	554,907	671,803	724,217	638,839
Variación de Ventas	-9.7%	9.9%	4.3%	21.1%	7.8%	-11.8%
Utilidad Operativa	158,511	141,191	103,854	85,919	166,188	148,781
EBITDA (1)	232,552	228,091	191,159	181,583	271,290	254,113
Margen EBITDA (%)	48.0%	42.9%	34.4%	27.0%	37.5%	39.8%
Gastos Financieros	25,580	23,009	20,617	31,482	45,034	41,865
Gastos Financieros por Arrendamientos	5,621	1,944	23	222	607	606
Gastos Financieros Totales	31,201	24,953	20,640	31,704	45,641	42,471
Utilidad Neta (Atribuible a Accionistas Controlares)	87,875	65,153	65,150	6,000	98,581	72,115
BALANCE						
Activos Totales	2,181,314	2,252,706	2,390,985	2,315,177	2,414,741	2,454,908
Caja y Equivalentes	99,864	193,951	80,928	77,221	175,985	263,917
Cuentas por Cobrar Comerciales	76,071	80,754	149,887	149,515	121,044	131,138
Inventarios	77,746	81,489	102,996	117,069	118,803	117,518
Cuentas por Pagar Comerciales	61,129	60,520	71,520	77,992	68,442	63,178
Deuda Financiera Corto Plazo	79,832	202,611	92,430	66,308	100,000	110,671
Deuda Financiera Largo Plazo	404,601	329,422	511,710	517,315	474,533	532,872
Deuda Financiera	484,433	532,033	604,140	583,623	574,533	643,543
Pasivos por Arrendamiento Corto Plazo	6,257	3,358	176	599	889	577
Pasivos por Arrendamiento Largo Plazo	5,267	2,341	2,221	2,800	3,830	3,669
Pasivos por Arrendamiento	11,524	5,699	2,397	3,399	4,719	4,246
Deuda Financiera Ajustada (2)	535,457	577,232	640,537	626,821	661,776	713,529
Patrimonio Total (sin Interés Minoritario)	1,166,985	1,145,429	1,197,938	1,173,705	1,248,742	1,218,739
Interés Minoritario	-	-	-	-	-	-
Capitalización (3)	1,651,418	1,677,462	1,802,078	1,757,328	1,823,275	1,862,282
Capitalización Ajustada (4)	1,702,442	1,722,661	1,838,475	1,800,526	1,910,518	1,932,268
FLUJO DE CAJA						
Flujo de Caja Operativo (FCO)	**218,942**	**202,793**	**55,508**	**163,211**	**249,153**	**153,010**
Inversiones en Activos Fijos	(21,558)	(103,295)	(198,112)	(102,510)	(52,975)	(29,418)
Flujo de Caja Disponible para el SD (FCSD)	**197,384**	**99,498**	**(142,604)**	**60,701**	**196,178**	**123,592**
Dividendos	(61,121)	(62,367)	(34,063)	(30,408)	(27,661)	(97,607)
Variación Neta de Deuda	(105,310)	70,169	63,644	(34,000)	(11,974)	50,495
Intereses Pagados	(22,938)	(13,213)	-	-	-	-
Variación Neta de Capital	-	-	-	-	-	-
Otros Neto	(48)	-	-	-	(60,341)	(60,341)
Efectos Cambiarios	-	-	-	-	-	-
Variación Total de Caja	7,967	94,087	(113,023)	(3,707)	96,202	16,139

RATIOS FINANCIEROS	Dic-20	Dic-21	Dic-22	Dic-23	Dic-24	LTM Set-25
COBERTURA						
EBITDA / Gastos Financieros Totales	7.5x	9.1x	9.3x	5.7x	5.9x	6.0x
EBITDA / Servicio de Deuda (5)	2.1x	2.8x	1.7x	2.6x	3.1x	1.65x
FCO / Inversión en Activos Fijos	10.2x	2.0x	0.3x	1.6x	4.7x	5.2x
(FCSD + Gastos Fin. Tot.) / Servicio de Deuda	2.0x	1.5x	-1.1x	1.3x	2.8x	1.1x
SOLVENCIA						
Deuda Financiera / Capitalización	29.3%	31.7%	33.5%	33.2%	31.5%	34.6%
Deuda Financiera / EBITDA	2.1x	2.3x	3.2x	3.2x	2.1x	2.5x
Deuda Financiera Neta / EBITDA	1.7x	1.5x	2.7x	2.8x	1.5x	1.5x
Deuda Financiera Ajustada / Capitalización Ajustada	31.5%	33.5%	34.8%	34.8%	34.6%	36.9%
Deuda Financiera Ajustada / EBITDA	2.3x	2.5x	3.4x	3.5x	2.4x	2.8x
Deuda Financiera Ajustada Neta / EBITDA	1.9x	1.7x	2.9x	3.0x	1.8x	1.8x
Total Pasivo / Total Patrimonio	0.9x	1.0x	1.0x	1.0x	0.9x	1.0x
Deuda Financiera Corto Plazo / Deuda Financiera	16.5%	38.1%	15.3%	11.4%	17.4%	17.2%
Costo de Financiamiento Estimado	4.7%	4.5%	3.6%	5.3%	7.8%	6.8%
LIQUIDEZ						
Liquidez Corriente	1.8x	1.2x	1.7x	1.9x	2.0x	2.0x
Caja / Deuda Financiera Corto Plazo	1.3x	1.0x	0.9x	1.2x	1.8x	2.4x
Variación de Capital de Trabajo	27,680	(73,838)	77,303	36,250	52,957	(1,783)
Días Promedio de Cobro (días)	57	55	99	81	61	75
Días Promedio de Pago (días)	73	60	61	51	47	50
Días Promedio de Inventario (días)	93	80	87	76	82	93
RENTABILIDAD						
Margen Bruto (%)	37.3%	30.3%	22.5%	16.6%	26.9%	27.7%
Margen Neto (%)	18.2%	12.2%	11.7%	0.9%	13.6%	11.3%
ROAE (%)	7.6%	5.6%	5.6%	0.5%	8.1%	5.8%

(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

Antecedentes

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

Relación de directores*

El Mehdi Ben Maalla	Presidente del Directorio
Marie-Claire D'Hautefeuille	Director
Aníbal Juan Prieto Larraín	Director
Marcio Daian Neves	Director
Dora María Avendaño Arana	Director
Verónica Elizabeth Zavala Lombardi	Director
César Alberto Cornejo Gómez	Director

Relación de ejecutivos*

Myriam Akhoun	Gerente General
Gilda Spallarossa Lecca	Principal Funcionario Legal
Eduardo Takamori Guiyotoku	Principal Funcionario Financiero

Relación de accionistas (según derecho a voto)*

International Power S.A. (antes Suez Tractebel)	61.77%
Prima AFP - RI - Fondo 2	7.58%
Integra AFP- IN- Fondo 2	7.56%
Interseguro Compania de seguros de vida S.A.	5.70%
Otros	17.39%

(*) Nota: Información a octubre 2025

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:

	Clasificación*
Tercera Emisión del Primer Programa de Bonos Corporativos de EEP S.A. Hasta por US$15.0 MM.	Categoría AAA (pe)
Sexta Emisión del Primer Programa de Bonos Corporativos de EEP S.A. Hasta por US$25.0 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)
Perspectiva	*Estable*

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 0.3% 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.