

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 2022, 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 12.7% en el total de energía generada durante el 2022, la cual ascendió a 7,102.9 GWh. Durante los últimos 12 meses terminados a marzo 2023, la Empresa mantuvo el tercer puesto en generación de energía eléctrica y elevó su participación a 13.8%, ascendiendo a 7,867.0 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, gas, diésel y solar). 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 (31.9%, 33.6% y 34.9%, al cierre del 2021, 2022 y marzo 2023, respectivamente).

En setiembre del 2021, se inició la construcción del proyecto Punta Lomitas y su expansión, central eólica con una capacidad instalada de 296 MW y con una inversión aproximada de US\$300 millones. Para financiar este proyecto, se tomó un préstamo puente a un año 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. Cabe destacar que, al cierre del 2022, EEP cuenta con un *pipeline* de proyectos por alrededor de 420 MW en energías renovables.

Apoyo & Asociados Internacionales (A&A) espera que, a pesar del entorno económico adverso en el Perú y el mundo, el apalancamiento no se deteriore significativamente en los siguientes periodos, y que el esquema de financiamiento de los proyectos actuales y futuros permita mantener un perfil de riesgo adecuado a las clasificaciones de riesgo otorgadas, considerando el compromiso de los accionistas.

¿Qué podría modificar las clasificaciones asignadas?

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

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

Con información financiera auditada a diciembre 2022 y con información financiera no auditada a marzo 2023.

Clasificación otorgada en Comités de fecha 29/05/2023 24/10/2022.

Perspectiva

Estable

Indicadores Financieros

ENGIE Energía Perú US\$ MM	LTM Mar23	Dic-22	Dic-21
Ingresos	574.2	554.9	532.2
EBITDA	194.6	191.2	228.1
Mg. EBITDA	33.9%	34.4%	42.9%
Deuda Financiera	646.0	606.5	537.7
Caja y Valores Líquidos	168.9	80.9	194.0
Deuda Financiera / EBITDA	3.3	3.2	2.4
Deuda Financiera Neta / EBITDA	2.5	2.7	1.5
EBITDA / Gastos Financieros	9.6	9.3	9.1

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

Acontecimientos Recientes

El 31 de diciembre del 2022, EEP retiró de operación la central térmica Ilo 21. Esta central operaba a base de carbón y contaba con una potencia efectiva de 139.8 MW.

El 30 de enero del 2023, EEP recibió el segundo desembolso del préstamo con el BID por US\$36 millones. Este desembolso está destinado a la construcción del proyecto Punta Lomitas y su extensión.

El 1 de marzo del 2023, el MINEM otorgó la concesión definitiva de la Central Solar Hanaqmpampa, en la provincia de Ilo, a EEP. Este proyecto cuenta con una potencia instalada estimada de 300 MW.

En marzo 2023, el ciclón Yaku impactó la costa peruana y causó lluvias torrenciales, inundaciones y huaicos en distintas regiones del país. Los accesos a la Central Quitaracs 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. A la fecha, la Empresa se encuentra llevando las acciones para recuperar los accesos y poner en operación la Central.

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 2,361 MW a marzo 2023.

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 2022, el Grupo ENGIE contaba con una capacidad de generación de energía de 102.7 GW.

Durante el 2022, los ingresos consolidados del Grupo ascendieron a € 93.9 billones, mientras que su EBITDA, a € 13.7 billones (€ 57.9 y 10.6 billones en el 2021, 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

Estado del SEIN al cierre del 2022

Durante el 2022, la economía peruana creció 2.7% con respecto al 2021. Pese a lo anterior, la economía peruana aún viene siendo afectada, tanto por factores externos como locales, destacando en este último el impacto de la incertidumbre política en los últimos meses del año.

Sólo en diciembre 2022, la tasa de crecimiento registrada fue de 0.9% y evidenció el impacto significativo de la crisis social que atravesó el país a raíz de las acciones llevadas a cabo por el ex presidente Pedro Castillo. En esta línea, en enero 2023 se registró una disminución del PBI de 1.1%.

En este contexto, la generación anual del SEIN, en el 2022, fue de 56,084.0 GWh, creciendo en 3.9% respecto al cierre del 2021, debido a la recuperación progresiva de la demanda. Si bien el sector ha registrado una recuperación respecto a la crisis sanitaria, la Clasificadora espera un menor crecimiento de la demanda en el 2023, debido a las menores expectativas de crecimiento.

En el Perú, el despacho de energía se hace en función al costo variable de las unidades de generación, por lo que se prioriza el despacho de energía producida por las centrales renovables no convencionales (RER), luego las hidráulicas (C.H.), luego las térmicas (C.T.) a gas natural - GN - (primero las de ciclo combinado y luego las de ciclo abierto), seguidas por las C.T. a carbón (dependiendo del costo del carbón, la producción a carbón puede acercarse al costo de generar con gas en ciclo simple), R500 y diésel.

Cabe señalar que, debido a los incentivos regulatorios, las centrales de generación de electricidad con el uso de recursos energéticos renovables, tienen prioridad de despacho en el sistema.

Asimismo, se debe destacar que, en los meses de noviembre y diciembre del 2022, meses que usualmente registran la mayor demanda de electricidad en el año, el país se enfrentó con un atraso en la temporada de lluvias. Esta afectación, sumada a los mantenimientos preventivos previamente programados de diversas unidades térmicas, generaron que se tuviera que recurrir a la generación en base a recursos menos eficientes.

Así, la generación en base a Diesel, Residual y Carbón representó el 3.1% y 3.6% de la generación en noviembre y diciembre del 2022, respectivamente. Cabe destacar que no se registraban participaciones significativas de generación en base a estos recursos desde setiembre 2017.

Esto resultó en un incremento en el costo marginal, el cual se elevó a US\$87.3/MWh y US\$87.0/MWh en los meses de noviembre y diciembre, respectivamente (US\$23.7/MWh y

US\$23.4/MWh en los mismos meses en el 2021, respectivamente).

Debido a la menor hidrología, la generación de centrales hidráulicas registró una menor participación respecto a años anteriores, generando el 50.8% de la generación total (56.8% en el 2021). Esta generación fue compensada con mayor generación térmica, la cual representó 43.7% (37.7% durante el 2021) y en parte por la generación RER con 5.5% (manteniéndose respecto al 2021).

La demanda de energía ha venido creciendo de forma importante en los últimos años, con un crecimiento promedio anual de 4.2% entre el 2015-2019, producto de la mayor actividad minera y manufacturera.

Así, la demanda máxima mensual del SEIN, en el 2020, se dio en febrero 2020, la cual ascendió a 7,125.3 MW, creciendo en 1.5% respecto al máximo del 2019. Sin embargo, debido al impacto de la crisis sanitaria, la máxima demanda mensual se redujo a 5,173.5 MW en abril 2020, el punto más bajo a partir del inicio de la cuarentena.

Durante el 2021, la demanda máxima se recuperó y alcanzó un máximo, en diciembre 2021, de 7,173 MW en el mes de diciembre, por primera vez alcanzando el máximo de demanda del 2020 (febrero 2020).

En el 2022, se registró una demanda máxima de 7,467.5 MW en el mes de diciembre, registrando un crecimiento de 4.1% respecto al máximo del 2021.

Durante los últimos 12 meses terminados a marzo 2023, la generación del SEIN se elevó a 56,882.8 MWh, con una participación de centrales hidrológicas representando el 49.4%, por debajo de su participación en el 2022, debido a la menor hidrología. Esta reducción fue compensada por la producción térmica, la cual elevó su participación a 45.3% del total.

Debido a la menor producción hidroeléctrica, los costos marginales en el primer trimestre del 2023 se mantuvieron superiores a los registrados en el mismo periodo del 2022, con un promedio de US\$36.4/MWh (US\$27.2/MWh en el primer trimestre del 2022), respectivamente.

Por último, la demanda máxima del sistema registró un máximo histórico en marzo 2023, la cual se elevó a 7,583.4 MW, creciendo en 1.6% respecto a la demanda máxima del 2022.

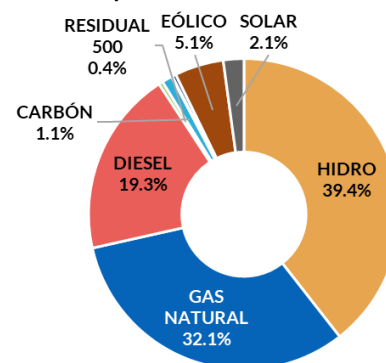
Considerando esta recuperación, la Clasificadora considera que el sector ya se ha recuperado del impacto de la crisis sanitaria. Sin embargo, la Clasificadora considera que la incertidumbre política impactará en la tasa de crecimiento de la demanda de energía en el mediano y largo plazo.

Estado de la Oferta de Energía en el SEIN

Como se mencionó anteriormente, el retraso de la temporada de lluvias afectó la producción hidroeléctrica en noviembre y diciembre del 2022. Esto, en conjunto con los mantenimientos preventivos programados en diversas unidades térmicas, resultó en el uso de generación térmica con diésel y carbón permanente durante estos dos meses.

La Clasificadora considera que se requiere una mayor diversificación de la matriz energética o un incremento en la oferta de generación eficiente para poder enfrentar una eventualidad similar en los próximos años.

Participación en Potencia Efectiva del SEIN por recurso a dic. 2022



Fuente: COES

La generación hídrica mantiene la mayor participación en la matriz energética con 39.4% de la potencia efectiva total. Sin embargo, la disponibilidad de este recurso es estacional, y se encuentra expuesta a eventos climatológicos. La generación en base a gas natural se mantiene como el segundo recurso con más potencia con 32.1% del total.

Cabe destacar que parte de la potencia efectiva en base a diésel son de generadoras que no cuentan con abastecimiento de gas natural, debido a la cancelación del proyecto del gaseoducto del sur. A la fecha, no se ha iniciado ningún proyecto de abastecimiento de gas natural para estas centrales. Sin embargo, Osinergmin ha recomendado al MINEM priorizar, en el corto plazo, la asignación de capacidad de transporte interrumpible de gas natural para la generación eléctrica en periodos de sequías.

Asimismo, en los últimos años se ha registrado un incremento importante en la potencia instalada de recursos renovables no tradicionales (solar, eólica, biogas y biomasa), representando el 7.7% al cierre del 2022. Cabe destacar que la generación en base a estos recursos representó el 75% del crecimiento de potencia efectiva en el 2022.

Sin embargo, debido a las características propias de este tipo de generación, como la incertidumbre y variabilidad de los

recursos, se requiere incrementar la potencia de generación de otros recursos a la par del crecimiento de generación renovable, para garantizar la confiabilidad del sistema.

Se debe destacar que Osinergmin ha determinado un Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO) de 21.4% para el periodo mayo 2021- abril 2025, y que, con las proyecciones actuales de demanda y oferta de generación, no consideran que se requieran proponer nuevas centrales de reserva.

Sin embargo, la Clasificadora considera importante tomar en cuenta el atraso actual de los proyectos de generación. En los últimos años, debido a la sobreoferta de capacidad de generación y los precios del mercado, han existido pocos incentivos para la inversión en proyectos de generación.

A pesar de existir un número importante de proyectos de generación en cartera, éstos no han entrado en operación comercial. De esta manera, la potencia instalada creció sólo en 609 MW entre el 2018 y 2022, muy por debajo de lo registrado en años anteriores.

De acuerdo a Osinergmin, a febrero 2023 (última información disponible), se cuenta con 62 proyectos de generación en el pipeline, los cuales representan 6,070.8 MW y US\$12,382.3 MM. Sin embargo, sólo siete de estos proyectos cuentan con un avance significativo, que incluye a un proyecto paralizado con un avance del 42%.

Se debe destacar que 36 de estos proyectos contaban con una fecha estimada de operación comercial entre los años 2011 y 2026, los cuales representaron 2,919.1 MW de potencia instalada que no entraron en operación en el SEIN.

Entre los proyectos paralizados, destaca la Concesión C.H. Veracruz con una potencia instalada de 635 MW, la cual pidió la resolución del contrato de concesión; y la C.H. Chadin 2 con 600 MW, la cual tiene una fecha de entrada en operación en agosto del 2023 y, a la fecha, no ha iniciado la ejecución de las obras.

Se debe destacar que, dependiendo de la complejidad del proyecto, la construcción de centrales hidroeléctricas puede demorar muchos años, por lo que se debería iniciar proyectos de gran envergadura en el corto plazo para poder asegurar generación eficiente de este recurso en el futuro.

En el caso de la generación térmica, el gaseoducto de Gas Natural de Camisea se encuentra en su capacidad máxima y no se cuentan con avances con el proyecto del Gaseoducto del Sur. Debido a esto, la ampliación de generación térmica eficiente en el corto plazo es poco probable hasta que se concrete algún proyecto de distribución de gas natural.

Se debe destacar que el MINEM reconoce este tema como prioritario, por lo que el 6 de febrero del 2023, mediante la resolución ministerial N°045-2023-MINEM/DM creó el

Comité de Seguimiento de Inversiones del Sector Energía y Minas, el cual será presidido por el ministro de Energía y Minas.

Respecto a la generación RER, se debe considerar que Osinergmin cuenta con una cartera de proyectos de generación no convencional con estudios de preoperatividad aprobados por el COES por un total de 12,493.8 MW a febrero 2023.

Sin embargo, se debe destacar que la construcción de estos proyectos no es certera. No obstante, la Clasificadora espera que el crecimiento de capacidad total del SEIN en los próximos años sea principalmente de estas tecnologías.

Se debe destacar que, a pesar que se mantiene una sobreoferta de generación, las tecnologías no eficientes como el diésel, el carbón y el residual aún mantienen una participación representativa (20.8% de la potencia efectiva al cierre del 2022).

Así, la Clasificadora estima que el margen de reserva, al incluir sólo generación eficiente se reduce a aproximadamente 40%. Este margen no considera la potencia efectiva de la reserva fría que utilizaría gas natural en caso tuviese acceso a dicho recurso.

Si bien aún se mantiene un margen eficiente adecuado, si la oferta no logra seguir el ritmo de crecimiento de la demanda en los próximos años, una mayor reducción de este margen resultará en un incremento general de los precios, o una alta volatilidad en los precios en el mercado de energía. Se debe destacar que este incremento podría ser de hasta 9.0x los precios actuales en el mercado *spot*.

A mediados de marzo del 2023, el país fue afectado por el ciclón Yaku, evento climatológico que generó lluvias extraordinarias, inundaciones y huaicos en la costa norte y central del país. De acuerdo al COES, a la fecha se encuentran afectadas tres centrales hidroeléctricas (C.H. Huampaní, C.H. Quitaracsca y C.H. Cañón del Pato) debido a la alta presencia de sólitos y/o por bloqueo de las vías de acceso. Estas centrales suman una potencia efectiva de 266 MW.

Otros temas regulatorios del sector eléctrico

El 26 de febrero del 2022, se aprobó la ley que modifica los artículos 1, 2 y 3 e incorpora el artículo 3-A en la Ley 27510, ley que crea el fondo de compensación social eléctrica (FOSE). Mediante esta modificación, se busca ampliar el universo de beneficiarios e incluir como aportantes a los usuarios libres.

Así, se modificó el consumo máximo para recibir subsidios como usuario residencial, de 100 Kw.h/mes como menor o igual 140 Kw.h/mes. Cabe destacar que estos beneficiados no se deben encontrar ubicados en las manzanas calificadas como estrato alto y medio alto, según el plano estratificado

disponible por la INEI (Instituto Nacional de Estadística e Informática).

Asimismo, se incluyó entre los usuarios que recibirían un recargo en la facturación a los usuarios libres, incluyendo los retiros que efectúen los mismos en el mercado mayorista de electricidad. Esas modificaciones aplican a partir del pliego tarifario del mes de enero 2023, con excepción de la no inclusión de los usuarios en las manzanas calificadas como estrato alto y medio alto.

El 9 de agosto del 2022, mediante la Resolución Ministerial N°285-2022, se aprobaron los términos de referencia para la elaboración del Informe Ambiental Anual de las Actividades Eléctricas. Entre la estructura de contenidos mínimos del mismo, se incluyen: i) descripción del programa de monitoreo de cada entidad; ii) consumo estimado de insumos, recursos y generación de residuos sólidos; y, iii) matriz de cumplimiento de compromisos ambientales.

Durante el 2022, Osinergmin aprobó la modificación del Procedimiento Técnico COES N° 34, que modifica la forma de calcular el Costo Variable de Mantenimiento de las centrales térmicas el cual es parte de sus costos variables. En aplicación de esta norma, las empresas generadoras deben enviar los informes que sustentan los costos variables de sus centrales hasta el 2 de febrero del 2023 para su aprobación por el COES hasta el 2 de julio del 2023.

A fines del 2022, la Comisión de Energía y Minas del Congreso aprobó el dictamen del proyecto de ley (N°2454/2021-GL y N° 2939/2022- CR) que crea el canon a la explotación de los recursos eólicos, el cual se compone del 50% del total de los ingresos y rentas pagados por los concesionarios que utilicen el recurso eólico para la generación de energía, a la fecha, se encuentra pendiente su debate y votación en el pleno del Congreso de la República.

Por otro lado, el MINEM anunció que la Comisión de Reforma del Sector Eléctrico se encuentra en proceso de selección del consultor que elaborará la propuesta del Libro Blanco para la modernización del sector eléctrico. La propuesta abarcará temas de a) Fortalecimiento del marco institucional; b) Transformación del mercado mayorista; c) Innovación en distribución y comercialización; y, d) Gestión de la transmisión,

Estrategia

EEP ha implementado una estrategia de cambio climático, la cual tiene como objetivo poder alcanzar el cero neto en emisiones de carbono al 2045. Así, EEP ha tomado el compromiso de acompañar a clientes y proveedores durante su transición energética, impulsando la generación de energía baja en CO₂.

De acuerdo a esta estrategia, EEP retiró de operación la central Ilo 21 en diciembre 2022, y se encuentra desarrollando diversos proyectos de energía renovables.

Para continuar con sus objetivos se han determinado diversas palancas en paralelo: i) apoyar la descarbonización de sus clientes a través del impulso de la energía renovable; ii) la descarbonización de sus operaciones; iii) acciones climáticas; y, iv) promoción de una energía limpia con todos sus grupos de interés.

Cabe destacar que, al cierre del 2022, EEP cuenta con un *pipeline* de proyectos de cerca de 420 MW en energía renovables.

Operaciones

Al cierre del 2022, EEP representaba el 19.3% 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.

Al cierre del 2022, la Empresa cuenta con siete centrales en operación que totalizan una capacidad instalada de 2,361 MW. Cabe destacar que, a partir de diciembre 2022, la Central Eólica Punta Lomitas conectó 4 aerogeneradores al SEIN y se encuentra generando energía a modo de prueba.

Se espera que esta central entre en operación comercial durante el segundo trimestre del 2023. 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 393.0 km.

Se debe destacar que, en diciembre del 2022, EEP retiró de operación la central térmica Ilo 21. Esta central operaba a base de carbón y tenía una potencia efectiva de 139.8 MW. Esta salida está alineada a la estrategia de descarbonización del grupo. A marzo 2023, la participación de EEP en el SEIN se redujo a 18.3% como consecuencia de lo anterior.

Capacidad de Generación

Plantas	Ubicación	Unidad	Combustible	Potencia Nominal (MW)	Puesta en Operación	Factor de Planta* Dic.2022	Factor de Planta* Dic.2021
C.T. Ilo31	Moquegua	TG1, TG2, TG3	Diesel 2 - B5	500.00	2013	0.2%	0.1%
C.T. Nodo Energético	Moquegua	TG41, TG42, TG43	Diesel B5	610.00	2016	3.9%	0.1%
C.T. ChilcaUno	Lima	CCTG	Gas Natural	851.80	2006	67.7%	64.9%
C.T. ChilcaDos	Lima	CATG	Gas Natural / Vapor	111.00	2016	58.9%	55.2%
C.H. Yuncán	Cerro de Pasco	G1, G2, G3	Agua	134.16	2005	66.0%	68.6%
C.H. Quitaracsa	Ancash	G1, G2	Agua	114.00	2015	44.9%	54.0%
C.S. Intipampa	Moquegua	120 Módulos	-	40.00	2018	33.8%	32.4%
TOTAL				2,361.0			

*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 un contrato de suministro de gas natural por 3.95 millones de m³/día hasta el 01 de enero 2030; el contrato de transporte firme de gas con TGP por 3.94 millones de m³/día hasta febrero del 2024 (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 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-23			
	2022	2021	2020	
Generación GWh	7,867	7,103	6,710	6,472
Compras netas SPOT	560	1,011	2,266	1,070
Pérdidas de energía	-506	-146	-204	-173
Total Volumen vendido (GWh)	7,921	7,968	8,772	7,369
Ventas clientes libres	6,344	6,026	5,852	3,860
Ventas clientes regulados	1,962	1,942	2,920	3,509
Ingresos por venta de energía	387,728	345,587	324,793	295,418
Precio Promedio (US\$ / MWh.)	48.9	43.4	37.0	40.1

Fuente: Engie

Respecto a los principales indicadores, se debe destacar que EEP se mantiene como un comprador neto de energía en el mercado *spot*. Debido a lo cual, el incremento en el precio del mercado ha impactado en los costos operativos. El incremento en el precio promedio de venta energía se debe al incremento del precio a los clientes regulados y libres.

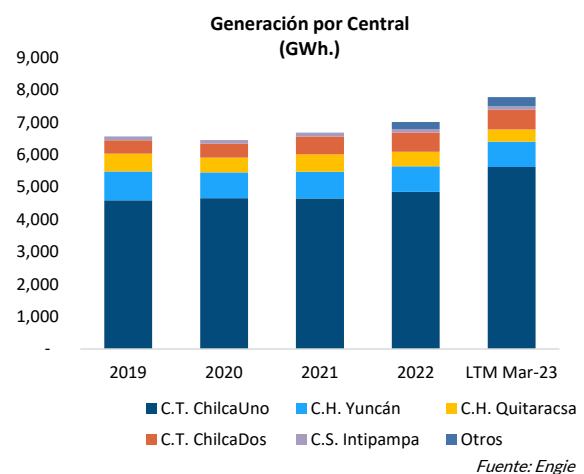
Durante el 2022, EEP generó 7,102.9 GWh, la mayor generación reportada en los últimos cinco años. Cabe destacar que, parte importante de este incremento se debió a la mayor generación térmica en los meses de noviembre y diciembre 2022, producto de la sequía registrada en estos meses. Asimismo, en el mismo periodo, la generación del SEIN aumentó en 3.9%. Así, la participación de EEP en el SEIN se aumentó de 12.4% a 12.7% en el 2022.

Asimismo, se debe destacar que, durante los últimos doce meses terminados a marzo 2023, la generación de EEP se elevó a 7,867.0 GWh, registrando un crecimiento de 10.8% respecto al 2022. Así, EEP generó el 13.8% 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 13.8% a marzo 2023.

Así, durante el 2022, la generación térmica incrementó su participación, con el 81.0% de la generación total (78.1% en el 2021), el 17.4%, de origen hidráulico (20.3% a diciembre 2021) y el resto, renovable no convencional. Dentro de este contexto, la C.T. ChilcaUno fue la más importante, al contribuir con el 68.4% de la producción total.

Este incremento se debió a la menor generación de origen hidráulico en el SEIN durante el primer trimestre del 2023 (58.9% y 65.4% de la generación total en el primer trimestre del 2023 y 2022, respectivamente), la cual fue compensada por un incremento en la generación térmica. Debido a esto, la participación de la generación térmica se elevó a 83% en los últimos doce meses terminados a marzo 2023.



A diciembre 2022, el nivel de contratación de EEP alcanzó los 1,943.9 MW en hora punta (2,031.8 MW a diciembre 2021), de los cuales el 61.9% corresponde a clientes libres y el 38.1% restante a clientes regulados.

Cabe destacar que, en años anteriores, la participación de clientes libres y regulados era balanceado (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 415.1 MW a diciembre 2022. Cabe destacar que esta reducción fue compensada por un crecimiento de los contratos con usuarios libres. A diciembre 2022, los usuarios libres más representativos fueron Cerro Verde, Antamina, Quellaveco, Marcobre y Cementos Yura.

A marzo 2023, el nivel de contratación fue de 1,859.3 MW, debido a la menor potencia contratada con clientes regulados.

En julio del 2021, se firmó con la empresa Cosapi S.A el contrato para el suministro y construcción de las obras civiles y eléctricas de media tensión del Proyecto Punta Lomitas,

central eólica con una capacidad instalada de 296 MW, con una inversión aproximada de US\$300 millones.

La construcción del proyecto inició en setiembre 2021, a partir de diciembre 2022, la Central Eólica Punta Lomitas conectó 4 aerogeneradores al SEIN y se encuentra generando energía a modo de prueba, y se espera que entre en operación comercial en el segundo trimestre del 2023.

Inicialmente se tomó un préstamo puente con el Banco de Crédito del Perú, BBVA Perú y el Citibank, con fecha de vencimiento de junio 2022. Este préstamo fue reemplazado por un préstamo puente con el Banco de Crédito del Perú con vencimiento de julio 2022. Al cierre del 2022, se realizó el primer desembolso con el BID por US\$264 millones, y en enero 2023 el segundo por US\$36 millones. Estos préstamos tienen vencimiento en agosto 2033.

Además, EEP inició un proyecto de un Sistema de Almacenamiento de Energía de Batería (BESS) en Chilca, con una capacidad de 26.5 MW y un *capex* aproximado de US\$18.1 millones, el cual inició su construcción en el tercer trimestre del 2022 y se espera que entre en operación en el segundo trimestre del 2023. Este proyecto recuperará 50 MW de capacidad perdida de Chilca 1.

Por último, EEP mantiene dos proyectos RER en evaluación para el periodo 2023-2025. Estos proyectos representan alrededor de 420 MW y una inversión aproximada de US\$350 millones. Ambos se encuentran con el permiso ambiental aprobado y con estudio de preoperatividad en proceso de revisión por el COES.

Desempeño Financiero

Durante el 2022, los ingresos de EEP ascendieron a US\$554.9 millones, creciendo en 4.3% respecto al cierre del 2021. Este incremento se debió al mayor volumen de energía y precio promedio de venta en el mercado *spot*. Lo anterior compensó la caída en el volumen vendido total, el cual se redujo en 9.2% respecto al 2021, debido al menor volumen de venta a clientes regulados.

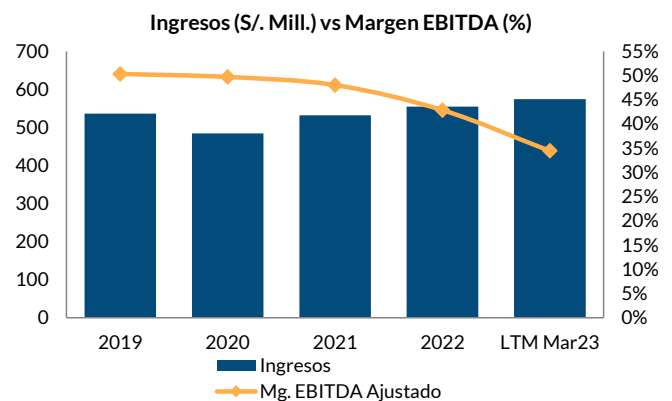
El costo de ventas se ubicó en US\$429.9 millones, aumentando en 15.9% respecto a lo mostrado en el 2021, debido a los mayores gastos en combustible y en compra de energía, asociado a la mayor generación de energía térmica y al mayor precio de energía en el mercado *spot*.

El incremento del precio *spot* fue producto de la sequía registrada en el último trimestre del 2022, debido a la cual se generó energía con diésel en noviembre y diciembre 2022. Asimismo, se debe destacar que EEP se mantiene como un comprador neto en el mercado *spot*, debido a lo cual el incremento del precio en este mercado afectó su utilidad bruta. De esta manera, el margen bruto se ubicó en 22.5%, por

debajo del obtenido en el 2021, 2020 y 2019 (30.3%, 37.3% y 38.2%, respectivamente).

Durante el 2022, El EBITDA ascendió a US\$191.2 millones, ubicando el margen EBITDA en 34.4%, por debajo del logrado en el 2021 y 2020 (42.9% y 48.0%). 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 2023, los ingresos aumentaron a US\$574.2 millones, debido al mayor precio promedio de venta de energía. Asimismo, el EBITDA del periodo aumentó a US\$194.6 millones, resultando en un margen EBITDA en 33.9%.



Fuente: Engie

La Clasificadora espera una recuperación en el margen EBITDA en el 2023, debido a la entrada del proyecto Punta Lomitas, y una eventual suscripción de nuevos contratos.

Los gastos financieros disminuyeron en 17.3% respecto al 2021, debido a la menor tasa promedio de financiamiento. De esta manera, los gastos financieros totales, durante el 2022, sumaron US\$20.6 millones.

El menor gasto financiero resultó en un indicador EBITDA/Gastos financieros de 9.56x y 9.26x en el año móvil a marzo 2023 y en el 2022, respectivamente. La cobertura se mantiene holgada a pesar de la disminución del EBITDA (9.14x en el 2021 y 7.45x en el 2020).

Por último, el resultado neto del periodo se mantuvo en US\$65.2 millones, similar al obtenido en el 2021 (US\$65.2 millones), a pesar de la menor utilidad bruta. En los últimos 12 meses terminados a marzo 2023, el resultado fue US\$64.0 millones.

El Flujo de Caja Operativo (FCO) del periodo se ubicó en US\$55.5 millones, por debajo del mostrado durante el 2021. Respecto a la inversión en activo fijo y reparto de dividendos, se ubicaron en US\$198.3 y 34.0 millones, respectivamente. El

flujo se elevó a US\$101.2 millones en los últimos 12 meses terminados a marzo 2023, y se realizaron inversiones en activo fijo y reparto de dividendos por US\$185.5 y 33.8 millones.

Estructura de Capital

La Empresa muestra una adecuada estructura de capital, con ratios de deuda sobre capitalización de 33.6% y 34.9% en diciembre 2022 y marzo 2023, respectivamente.

Asimismo, su nivel de apalancamiento (Deuda Financiera / EBITDA), al cierre del 2022, alcanzó 3.17x, (2.36x y 2.13x durante el 2021 y 2020), el incremento se debió al menor EBITDA y al mayor saldo de deuda mantenido. Del mismo modo, al considerar el nivel de Deuda Financiera neta de Caja, el nivel de apalancamiento ascendió a 2.75x (1.51x y 1.70x en el 2021 y 2020).

A marzo 2023, el nivel de apalancamiento se elevó a 3.32x, debido al incremento de la deuda asociado a la extensión del proyecto Punta Lomitas. Asimismo, el nivel de apalancamiento neto se redujo a 2.45x, debido al mayor saldo de caja.

La Clasificadora espera que, con la recuperación del EBITDA en el 2023 y las amortizaciones de deuda programadas para el año, los indicadores de apalancamiento muestren una tendencia decreciente en los próximos años.

Al cierre del 2022, la deuda financiera total de EEP ascendió a US\$606.5 millones, superior a la deuda mantenida al cierre del 2021 (US\$537.7 millones). Este incremento se debe al préstamo con el BID asociado al proyecto Punta Lomitas y su expansión. La deuda financiera se elevó a US\$646.0 millones debido al segundo desembolso del préstamo con el BID.

Cabe destacar que, a diciembre 2022, la caja representó 0.9x las amortizaciones pendientes para el 2023. Además, la Caja + EBITDA del periodo representaron 2.94x las amortizaciones pendientes para el 2023.

EEP ha contratado instrumentos financieros derivados *swaps* de monedas para los bonos corporativos y obligaciones relacionadas a préstamos bancarios, 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 2022 y a marzo 2023, los préstamos en moneda local contaban con *swaps* cambiarios. Al cierre del 2022 y a marzo 2023, la Empresa

mantenía deuda indirecta¹ por US\$34.0 y 36 millones, respectivamente.

De acuerdo a diversos contratos de financiamiento, la Empresa se ha comprometido a cumplir con el siguiente *covenant*.

Resguardos Financieros

	Mar-23	Dic-22	Dic-21	Dic-20
Compromiso DF / EBITDA	< 3.5	< 3.5	< 3.5	< 3.5
DF / EBITDA	3.2	3.1	2.4	2.1

Fuente: Engie

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 durante el plazo de vigencia, la Empresa se compromete a mantener un ratio Deuda Financiera senior / EBITDA de máximo 3.5x. Todas las emisiones son *bullet* y ninguna cuenta con opción de rescate.

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

¹ Fianzas y garantías otorgadas

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 primeras tres emisiones.

Fixed Cross Currency Swaps - Tercer Programa

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

Fuente: EEP

Acciones

Luego de la capitalización de una prima de emisión correspondiente a un aumento de capital realizado en el 2012, el capital social, a marzo 2023, estuvo conformado por un total de 601'370,011 acciones comunes con derecho a voto, con un valor nominal de S/ 1.00.

Indicadores Bursátiles - Acciones Comunes - EEP

	Monto Negociado*	Precio**	Frecuencia	Capitalización Bursatil*
Jun-20	5,785	7.12	47.62%	4,281,754
Jul-20	9,085	7.25	45.45%	4,359,933
Ago-20	10,258	6.65	66.67%	3,999,111
Set-20	1,488	7.35	63.64%	4,420,070
Oct-20	1,053	7.14	63.64%	4,293,782
Nov-20	639	7.12	33.33%	4,281,754
Dic-20	2,470	7.00	38.10%	4,209,590
Ene-21	8,315	7.30	50.00%	4,390,001
Feb-21	6,677	7.40	57.00%	4,450,138
Mar-21	1,227	7.67	59.00%	4,612,508
Abr-21	5,814	6.26	85.00%	3,764,576
May-21	7,772	6.29	80.95%	3,782,617
Jun-21	30,448	6.08	56.80%	3,656,330
Jul-21	407	5.90	30.00%	3,548,083
Ago-21	2,940	5.45	33.33%	3,277,467
Set-21	100	5.77	31.82%	3,469,905
Oct-21	113	6.15	70.00%	3,698,426
Nov-21	29	6.02	33.33%	3,620,247
Dic-21	124	5.86	31.82%	3,524,028
Ene-22	79	6.21	28.57%	3,734,508
Feb-22	47	6.50	35.00%	3,908,905
Mar-22	147	6.65	47.83%	3,999,111
Abr-22	188	6.17	26.32%	3,710,453
May-22	80	5.68	22.73%	3,415,782
Jun-22	93	5.35	28.57%	3,217,330
Jul-22	26	5.55	26.32%	3,337,604
Ago-22	35	5.40	27.27%	3,247,398
Set-22	12	5.40	16.34%	3,247,398
Oct-22	121	5.00	61.90%	3,006,850
Nov-22	282	5.10	61.90%	3,066,987
Dic-22	59	4.95	40.00%	2,976,782
Ene-23	61	5.25	45.45%	3,157,193
Feb-23	29	5.26	30.00%	3,163,206
Mar-23	41	5.35	26.09%	3,217,330

* En miles de Soles

** En Soles

Fuente: BVL

De esta manera, el valor de la acción, a marzo 2023, cerró en S/ 5.35 (S/ 6.65 a marzo 2022).

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 20 de marzo del 2023 se realizó la Junta Obligatoria Anual de Accionistas No Presencial, en la cual se acordó el pago de dividendos por US\$26.1 millones con cargo al ejercicio 2022.

Dividendos Entregados

	LTM Mar23	2022	2021
Nº Acciones	601,370,011	601,370,011	601,370,011
Utilidad Neta (US\$ MM)	64.0	65.2	65.2
Dividendos (US\$ MM)	33.8	34.1	62.4
D / A	0.06	0.06	0.10

Fuente: EEP



Resumen Financiero - ENGIE Energía Perú

Cifras en miles de US\$

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

	3.76 LTM Mar23	3.81 Dic-22	3.99 Dic-21	3.62 Dic-20	3.31 Dic-19
Rentabilidad					
EBITDA	194,622	191,159	228,091	232,552	266,591
Mg. EBITDA	33.9%	34.4%	42.9%	48.0%	49.7%
FCF / Ingresos	-20.6%	-31.9%	4.4%	23.4%	25.3%
ROE	5.4%	5.6%	5.6%	7.6%	9.4%
Cobertura					
EBITDA / Gastos financieros	9.56	9.26	9.14	7.45	7.09
FCF / Servicio de deuda	-0.86	-1.38	0.21	1.23	1.18
(FCF + Caja + Valores líquidos) / Servicio de deuda	0.63	-0.66	1.05	2.08	1.80
CFO / Inversión en Activo Fijo	0.55	0.28	1.83	9.09	7.19
(EBITDA + caja) / Servicio de Deuda	3.20	2.40	1.83	2.83	2.43
Estructura de capital y endeudamiento					
Capitalización	34.9%	33.6%	31.9%	29.8%	35.6%
Deuda financiera total / EBITDA	3.32	3.17	2.36	2.13	2.36
Deuda financiera neta / EBITDA	2.45	2.75	1.51	1.70	2.02
Costo de financiamiento estimado	3.4%	3.6%	4.8%	5.5%	5.4%
Deuda financiera CP / Deuda financiera total	14.4%	15.3%	38.3%	17.4%	17.4%
Balance					
Activos totales	2,460,266	2,390,985	2,252,706	2,181,314	2,205,268
Caja e inversiones corrientes	168,858	80,928	193,951	99,864	91,897
Deuda financiera Corto Plazo	93,207	92,606	205,969	86,089	109,635
Deuda financiera Largo Plazo	552,749	513,931	331,763	409,868	519,971
Deuda financiera subordinada	0	0	0	0	0
Deuda financiera total	645,956	606,537	537,732	495,957	629,606
Patrimonio Total	1,202,627	1,197,938	1,145,429	1,166,985	1,137,270
Capitalización ajustada	1,848,583	1,804,475	1,683,161	1,662,942	1,766,876
Flujo de caja					
Flujo de caja operativo (CFO)	101,166	55,508	189,580	196,004	233,434
Inversiones en Activos Fijos	-185,545	-198,266	-103,712	-21,563	-32,464
Dividendos comunes	-33,797	-34,063	-62,367	-61,121	-65,279
Flujo de caja libre (FCF)	-118,176	-176,821	23,501	113,320	135,691
Ventas de Activo Fijo, Netas	155	154	417	5	5,085
Otras inversiones, neto	0	0	0	-48	-38
Variación neta de deuda	99,644	63,644	70,169	-105,310	-123,458
Variación neta de capital	0	0	0	0	0
Otros financiamientos, netos	0	0	0	0	0
Variación de caja	-18,377	-113,023	94,087	7,967	17,280
Resultados					
Ingresos	574,183	554,907	532,206	484,104	536,374
Variación de Ventas	3.5%	4.3%	9.9%	-9.7%	3.0%
Utilidad operativa (EBIT)	107,576	103,854	141,191	158,511	182,558
Gastos financieros	20,365	20,640	24,953	31,201	37,601
Gastos Financieros por Alquileres	0	0	0	0	0
Gastos Financieros	20,365	20,640	24,953	31,201	37,601
Dividendos preferentes	0	0	0	0	0
Resultado neto	64,031	65,150	65,153	87,875	104,247
Información y ratios sectoriales					
Producción de Energía (GWh. - COES)	7,867.0	7,102.9	6,710	6,472	6,604
Participación en el COES	13.8%	12.7%	12.4%	13.2%	12.5%

Vencimientos de Deuda de Largo Plazo

US\$ millones

2023 2024 2025+

93,029 36,024 514,688

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
Diego Matías Niebuhr	Director
Aníbal Juan Prieto Larraín	Director
Pascal Gerard Jean-Claude Renaud	Director
Dora María Avendaño Arana	Director
Veronica Elizabeth Zavala Lombardi	Director
Rosaline Corinthien	Director

Relación de ejecutivos*

Hendrik De Buyserie	Gerente General (hasta 1 abril 2023)
El Mehdi Ben Maalla	Gerente General (a partir del 1 de abril 2023)
César Alberto Cornejo Gómez	Vicepresidente de Operaciones y Proyectos
Gilda Spallarossa Lecca	Vicepresidente Legal
Daniel Cámac Gutiérrez	Vicepresidente Comercial, Regulación y Asuntos Corporativos
Luciano Guffanti	Vicepresidente de Finanzas
María Elena Córdova Aliaga	Vicepresidente de RR.HH. (hasta el 31 de marzo 2023)
Rocío Esparza Traverso	Vicepresidente de RR.HH. (desde 1 de abril 2023)

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	7.45%
Profuturo AFP - PR - Fondo 2	5.69%
Otros	17.53%

(*) Nota: Información a abril 2023

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.