

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 2021, 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 12.4% en el total de energía generada, durante el 2021, la cual ascendió a 6,710.3 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, carbón 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 tendencia creciente en su generación de caja, lo cual ha hecho posible que EEP autofinancie parte importante de sus inversiones y mantenga adecuados ratios de deuda sobre capitalización (35.6%, 29.8% y 31.9%, al cierre del 2019, 2020 y 2021, respectivamente).

En setiembre del 2021, se inició la construcción del proyecto Punta Lomitas, central eólica con una capacidad instalada de 260 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 se evalúa reemplazar en el 2022, por una deuda a largo plazo. Además, la empresa mantiene dos proyectos RER en evaluación para el periodo 2023-2024, que representarían alrededor de 445 MW y una inversión aproximada de US\$305 millones.

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. Cabe destacar que el sector eléctrico será uno de los sectores más resilientes ante la paralización económica.

¿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 2021.

Clasificación otorgada en Comités de fecha 16/05/2022 29/11/2021.

Perspectiva

Estable

Indicadores Financieros

ENGIE Energía Perú US\$ MM	Dic-21	Dic-20	Dic-19
Ingresos	532.2	484.1	536.4
EBITDA	228.1	232.6	266.6
Mg. EBITDA	42.9%	48.0%	49.7%
Deuda Financiera	537.7	496.0	629.6
Caja y Valores Líquidos	194.0	99.9	91.9
Deuda Financiera / EBITDA	2.4	2.1	2.4
Deuda Financiera Neta / EBITDA	1.5	1.7	2.0
EBITDA / Gastos Financieros	9.1	7.5	7.1

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

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 2,496 MW a diciembre 2021.

Accionistas

EEP, a través de International Power, forma parte del Grupo ENGIE, el cual desarrolla actividades en los sectores de energía, infraestructura de redes y servicios energéticos a nivel mundial. De esta manera, EEP pertenece a la unidad de negocio denominada ENGIE SouthAm, la cual agrupa operaciones en Brazil, Perú, Chile, Colombia y México.

Engie es uno de los mayores grupos del sector de energía y servicios del mundo. A diciembre 2021, el Grupo cuenta con una capacidad de generación de energía de 100 GW.

En el 2021, los ingresos consolidados del Grupo ascendieron a €57.9 billones, mientras que su EBITDA, a €10.6 billones (€44.3 y 8.9 billones en el 2020, 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

Recuperación del SEIN durante el 2021

Durante el 2020, la economía peruana registró una contracción de 11.1% en el PBI, siendo la mayor caída desde 1989, debido al freno que tuvo el aparato productivo con la cuarentena implementada desde el 17 de marzo 2020.

De esta manera, la mayor caída en la generación, en el 2020, se dio en abril, con una caída de 30% respecto al mismo mes del 2019. La pérdida en la generación se recuperó mensualmente hasta que, en octubre 2020, se alcanzó la generación del mismo mes en el año anterior. Así, la generación anual del SEIN, en el 2020, fue 49,186.6 GWh, reduciéndose en 7.0% respecto al 2019, debido al impacto de la emergencia sanitaria en la demanda de energía.

A pesar que la crisis ha tenido un impacto importante en la generación de energía, la Clasificadora considera al sector eléctrico como uno de los más resilientes ante la paralización económica. Cabe resaltar que, según estimaciones del BCRP, en el 2021, el PBI creció un 13.3%, observándose una importante recuperación. Así, debido a la reactivación de la demanda durante el año, la generación del 2021 se elevó a 53,990.3 GWh, superior en 2.1% respecto al 2019

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.

Debido a ello, y a la fuerte caída en la demanda, la participación por tecnologías en la generación del SEIN cambió significativamente durante el periodo de cuarentena, respecto al mismo periodo del 2019. Así, en el mes de abril 2020 (punto más bajo de la demanda en el 2020), la generación térmica representó sólo el 3.9% de la generación total (37.9% durante todo el 2019).

Sin embargo, debido a la recuperación de la generación, la composición por recurso de la generación, en el 2021, es similar a la registrada durante el 2019. Así, durante el 2021, la generación del SEIN se compuso principalmente por generación hidroeléctrica con 56.8% (incluyendo generación hidroeléctrica RER), seguido por la generación térmica con 37.7% (sin incluir biogás ni biomasa) y generación RER con 5.5%.

La demanda de energía ha venido creciendo de forma importante en los últimos años, con un crecimiento promedio anual de 4.2% en el último quinquenio, 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 mensual se ha mantenido estable, con un máximo de 7,173 MW en el mes de diciembre, por primera vez alcanzando el máximo de demanda del 2020 (febrero 2020).

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.

Modificación de procedimiento sobre declaratoria de precios de gas natural

La sentencia recaída en el proceso de acción popular con expediente N°28315-2019-Lima ("Sentencia"), emitida por la Corte Suprema de Justicia de la República, declaró nulo el Decreto Supremo N°043-2017-EM, y, a su vez, se ordenó que el Estado Peruano emita una nueva regulación.

En atención a la Sentencia, se publicó el Decreto Supremo N°031-2020-EM ("DS-031") que estableció disposiciones para la determinación de los costos variables de gas natural de las unidades de generación eléctrica.

Debido al DS-031, mediante la Resolución de Consejo Directivo N°092-2021-OS/CD, OSINERGMIN aprobó la modificación del Procedimiento Técnico del COES N°31 "Calculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación", en el cual definen el costo de combustible gaseoso como la suma del precio unitario por suministro de combustible, transporte de combustible y distribución de combustible.

Mediante el DS N°003-2021-EM, se aprobó la modificación del reglamento de Concesiones Eléctricas para mejorar la eficiencia en el uso de la capacidad de transporte de gas para la generación térmica con gas natural y el pago de la potencia firme.

En el decreto se define un Factor de Referencia a la Contratación (FRC) de la Cantidad Reservada Diaria de los contratos de Transporte de Gas natural por tipo de tecnología, con lo cual los generadores ya no tienen la obligación de contratar transporte firme por el 100% de la capacidad de la central, sino una fracción equivalente al FRC para poder tener 100% por potencia.

Como consecuencia de lo anterior, OSINERGMIN aprobó los valores de FRC vigentes para el periodo 1 de junio 2021 al 30 de abril del 2025. Así mismo, estableció que los generadores eléctricos pueden acreditar la garantía de la capacidad de transporte de gas natural, con la Capacidad Reservada Diaria adquirida mediante transferencias organizadas en el Mercado Secundario de Gas Natural.

Por otro lado, se emitió el Decreto Supremo N° 012-2021-EM, con el cual se establecen disposiciones para las transferencias de volumen de gas natural y/o capacidad de transporte, mediante subasta electrónica, y crea al Gestor de Gas de Natural, como un agente del mercado de gas natural encargado de optimizar las operaciones de despacho en el mercado de gas natural.

Cabe señalar que las subastas electrónicas y las funciones del Gestor de Gas Natural iniciarán en cuanto se tenga la plataforma correspondiente y los reglamentos respectivos

que aún se encuentran en elaboración.

Los estimados iniciales de mercado esperaban que el nuevo precio promedio del mercado *spot* sea cercano a US\$25/MWh. De esta manera, el precio promedio en la barra de referencia (Santa Rosa) en el segundo semestre del año fue de US\$25.07/MWh.

La Clasificadora considera que, de no iniciar proyectos de generación importantes en el corto plazo y sin asegurar el abastecimiento de gas natural en el nodo energético del sur, es posible que se utilice toda la capacidad eficiente en el SEIN en el mediano plazo. Así, el incremento del precio *spot*, producto del cambio regulatorio, podría rentabilizar la inversión en generación requerida para mantener los precios actuales de energía.

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 a 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.

Asimismo, se incluyó entre los usuarios que recibirían un recargo en la facturación a los usuarios libres, incluyendo los retiros que efectúen los usuarios libres 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.

Mediante Resolución Ministerial N°153-2021-MINEM/DM se fijó como Horas de Punta del SEIN al período comprendido entre las 17:00 y las 23:00 horas, el mismo que estará vigente hasta el año 2025. Así mismo, mediante Resolución Ministerial No.130-2021-MINEM/DM, se fijaron los valores del Margen de Reserva del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional para el periodo mayo 2021 a abril 2025.

Mediante la Resolución Directoral N° 0084-2021-EF, se modificó la norma técnica de coordinación de operación en tiempo real de los sistemas interconectados, a fin de mejorar el criterio de eficiencia, de tal manera que ésta permita el máximo aprovechamiento del gas natural para la electricidad.

De esta manera, en los casos en que se active el Mecanismo de Racionamiento (DS N° 017-2018-EM), y COES verifique que el volumen disponible de gas para generación eléctrica es insuficiente para un despacho sin restricciones, el COES

recién aplicará el criterio de Eficiencia que permita la operación a mínimo costo, reasignando el gas disponible.

Operaciones

A diciembre 2021, EEP representaba el 19.7% de la potencia efectiva del SEIN y ocupaba el segundo lugar en potencia instalada y el tercer lugar en generación de energía en el Sistema entre los privados.

La Empresa cuenta con ocho centrales que totalizan una capacidad instalada de 2,496 MW. Adicionalmente, posee líneas de transmisión secundarias y complementarias en muy alta tensión de 500 kV de 75 km y en alta tensión 138 y 220 kV de tensión, por un total de 356.1 km.

Capacidad de Generación

Plantas	Ubicación	Unidad	Combustible	Potencia Nominal (MW)	Puesta en Operación	Factor de Planta* Dic.2021	Factor de Planta* Dic.2020
C.T. Ilo21	Moquegua	TV21	Carbón / Diesel 2	135.00	2000	2.3%	1.1%
C.T. Ilo31	Moquegua	TG1, TG2, TG3	Diesel 2 - B5	500.00	2013	0.1%	0.0%
C.T. Nudo Energético	Moquegua	TG41, TG42, TG43	Diesel B5 Gas Natural	610.00	2016	0.1%	0.1%
C.T. ChilcaUno	Lima	CCTG	Gas Natural	851.80	2006	64.9%	65.1%
C.T. ChilcaDos	Lima	CATG	Gas Natural / Vapor	111.00	2016	55.2%	43.6%
C.H. Yuncán	Cerro de Pasco	G1, G2, G3	Agua	134.16	2005	68.6%	66.2%
C.H. Quitaraca	Ancash	G1, G2	Agua	114.00	2015	54.0%	44.6%
C.S. Intipampa	Moquegua	120 Módulos	-	40.00	2018	32.2%	32.5%
TOTAL				2,496.0			

*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 distintos combustibles: diésel, carbón 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 enero 2029; el contrato de transporte firme de gas con TGP por 3.94 millones de m³/día hasta febrero del 2024 (posteriormente se tiene contratado 2.5 millones de m³/día hasta febrero 2031); 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, las centrales térmicas Ilo21 e Ilo31 utilizan carbón y diésel, respectivamente, como insumo principal.

En el Perú, el despacho de energía se hace en función al costo variable de las unidades, por lo que se prioriza el ingreso de las centrales, renovables no convencionales, las centrales hidráulicas, luego las C.T. a GN (primero las de ciclo combinado y luego las de ciclo abierto), seguidas por las C.T. a carbón, R500 y diésel.

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

Por esto, 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

	2021	2020	2019	2018
Generación GWh	6,710	6,472	6,604	5,334
Compras netas SPOT	2,266	1,070	2,132	3,333
Pérdidas de energía	-204	-173	-136	-144
Total Volumen vendido (GWh)	8,772	7,369	8,600	8,523
Ventas clientes libres	5,852	3,860	5,306	5,295
Ventas clientes regulados	2,920	3,509	3,294	3,228
Ingresos por venta de energía	324,793	295,418	336,875	324,636
Precio Promedio (US\$ / MWh.)	37.0	40.1	39.2	38.1

Fuente: Engie

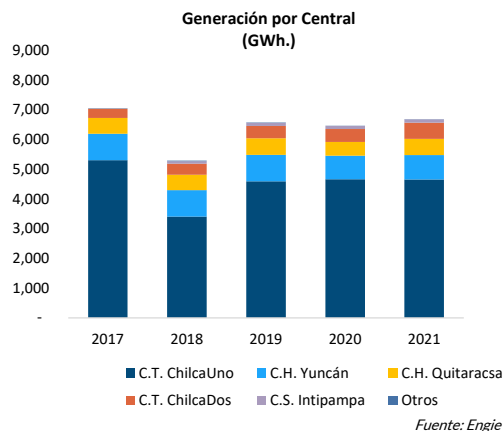
Respecto a los principales indicadores, se debe destacar que EEP se mantiene como un comprador neto de energía en el mercado *spot*. Debido a lo cual, el incremento en el precio del mercado, debido al cambio regulatorio, ha impactado en el precio promedio por venta de energía. La Clasificadora espera que este indicador se recupere en función de la renovación o cierre de nuevos contratos de venta de energía.

Durante el 2021, EEP generó 6,710.3 GWh, creciendo en 3.7% respecto a la energía generada en el 2020. Cabe destacar que, en el 2020, se tuvo una menor generación, respecto a años anteriores, producto de la menor demanda del SEIN y de la menor hidrología.

Asimismo, la generación del SEIN aumentó en 9.7% en el mismo periodo, debido a la recuperación de la demanda, producto de la reactivación económica. A pesar de lo mencionado, la participación de EEP en el SEIN se redujo de 13.2% a 12.4%.

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 12.4% a diciembre 2021.

Así, durante el 2021, la generación térmica fue la principal fuente de generación con el 78.1% de la generación total (79.0% en el 2020), el 20.3%, de origen hidráulico (19.4% a diciembre 2020) y el resto, renovable no convencional. Dentro de este contexto, la C.T. ChilcaUno fue la más importante, al contribuir con el 69.4% de la producción total.



A diciembre 2021, el nivel de contratación de EEP alcanzó los 2,031.8 MW en hora punta (1,874.3 MW a diciembre 2020), de los cuales el 52.2% corresponde a clientes libres y el 47.8% restante a clientes regulados (49.9% y 50.1% a diciembre 2020). Este incremento se debió a la firma de nuevos contratos con usuarios libres. Al cierre del 2021, los usuarios libres más representativos fueron Cerro Verde, Antamina, Marcobre y Cementos Yura.

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 260 MW, con una inversión aproximada de US\$300 millones.

La construcción del proyecto inició en setiembre 2021 y se espera que entre en operación en el primer semestre del 2023. A la fecha, se han tomado préstamos puente con Banco de Crédito del Perú, BBVA Continental y el Citibank para la adquisición de activos relacionados con el proyecto, con fecha de vencimiento de junio 2022.

Además, EEP mantiene dos proyectos RER en evaluación para el periodo 2023-2024. Estos proyectos representan alrededor de 445 MW y una inversión aproximada de US\$305 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 2021, los ingresos de EEP ascendieron a US\$532.2 millones, aumentando en 9.9% respecto al cierre del 2020. Se debe destacar que se ha logrado recuperar el nivel de ingresos registrado en el 2019 (US\$536.4 millones).

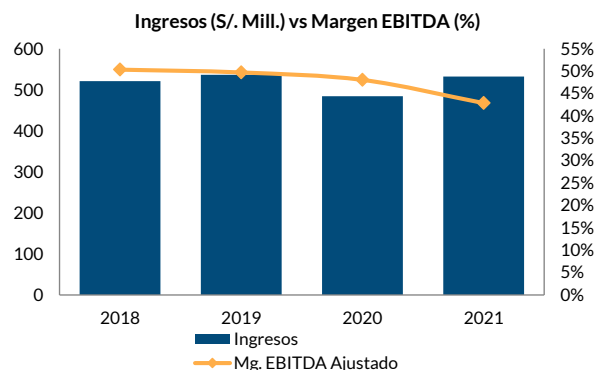
El incremento en los ingresos se debió al mayor volumen de energía vendido (incluyendo compras netas al *spot*), debido a un incremento en la venta a clientes libres. Se debe destacar que el volumen de energía vendido, en el 2021, es similar al

del 2019, y que la reducción del 2020 se debió a la menor demanda de energía producto de la crisis sanitaria.

El costo de ventas se ubicó en US\$371.0 millones, aumentando en 22.1% respecto a lo mostrado en el 2020, debido a los mayores gastos en compra de energía, asociado al mayor precio de energía en el mercado *Spot*.

De esta manera, el margen bruto se ubicó en 30.3%, por debajo del obtenido en el 2020 y 2019 (37.3% y 38.2%, respectivamente), producto del efecto en la modificación de la declaración del precio del gas natural en la estructura de costos, la cual entró en vigencia en julio del 2021. Así, durante el primer semestre del 2021, Engie mantenía un margen bruto de 37.9%, similar al mantenido en periodos anteriores.

El EBITDA, durante el 2021, ascendió a US\$228.1 millones, ubicando el margen EBITDA en 42.9%, por debajo del logrado en el 2020 (48.0%). La reducción en el margen se debió principalmente al incremento en los costos operativos. En el siguiente gráfico mostramos la evolución del EBITDA.



Los gastos financieros disminuyeron en 20.0% respecto al 2020, debido a la menor tasa promedio de financiamiento. De esta manera, los gastos financieros totales, durante el 2021, sumaron US\$25.0 millones.

El menor gasto financiero resultó en un indicador EBITDA /Gastos financieros de 9.14x, superior a la cobertura mostrada en el 2020 y 2019 (7.45x y 7.09x, respectivamente).

Por último, el resultado neto del periodo se redujo a US\$65.2 millones, por debajo de los niveles obtenidos en el 2020 y 2019 (US\$87.9 millones y US\$104.2 millones, respectivamente), debido a la menor utilidad bruta y a las provisiones por contingencias no recurrentes.

El Flujo de Caja Operativo (FCO) del periodo se ubicó en US\$189.6 millones, por debajo del mostrado durante el 2020. Respecto a la inversión en activo fijo y reparto de dividendos, se ubicaron en US\$62.4 y 103.7 millones, respectivamente.

Estructura de Capital

A diciembre 2021, la Empresa muestra una adecuada estructura de capital, con un ratio de deuda sobre capitalización de 31.9% y con la totalidad de su deuda siendo a tasa fija.

Asimismo, su nivel de apalancamiento (Deuda Financiera / EBITDA), a diciembre 2021, alcanzaron 2.36x, (2.13x y 2.36x durante el 2020 y 2019), el incremento se debió al mayor saldo de deuda financiera. Del mismo modo, al considerar el nivel de Deuda Financiera neta de Caja, el nivel de apalancamiento se redujo a 1.51x (1.70x y 2.02x en el 2019 y 2018).

A diciembre 2021, la deuda financiera total de EEP ascendió a US\$537.7 millones, superior a la deuda mantenida al cierre del 2020 (US\$496.0 millones). El incremento en la deuda se debió a la toma un crédito puente por US\$150 millones, con plazo de un año y con vencimiento en junio 2022.

El destino de este préstamo fue el proyecto Punta Lomitas, y la empresa planea reemplazar este crédito, en el 2022, por deuda de largo plazo. De esta manera, debido al préstamo puente, se registró un incremento en la porción de deuda financiera corriente sobre el total de deuda (38.3%).

Cabe destacar que, a diciembre 2021, la caja representó 3.7x veces las amortizaciones pendientes para el 2022. Además, la Caja + EBITDA del periodo representaron 8.0x las amortizaciones pendientes para el 2022.

Debido al incremento de la deuda de corto plazo, la capacidad de generación de EEP para hacer frente a sus obligaciones se redujo a 0.99x (1.98x en el 2020). Sin embargo, este indicador se eleva a 1.83x al considerar la caja acumulada de la Compañía. Sin embargo, se debe considerar que este indicador incluye, en el servicio deuda, al crédito puente que será reemplazado por deuda de largo plazo en el 2022.

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 2021, los préstamos en moneda local contaban con *swaps* cambiarios. Además, al cierre del 2021, la Empresa mantenía deuda indirecta¹ por US\$39.5 millones.

¹ Fianzas y garantías otorgadas

Fixed Cross Currency Swaps - Tercer Programa

Institución	Soles (Millones)	Tasa (%)	Dólares (Millones)	Tasa (%)
BCP (1ra emisión)	250.00	7.125	76.2	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

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

Resguardos Financieros

	Dic-21	Dic-20	Dic-19	Dic-18
Compromiso DF / EBITDA	< 3.5	< 3.5	< 3.5	< 3.5
DF / EBITDA	2.4	2.1	2.3	2.7

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%	1-Jun-28	US\$10.0 mill.
6ta. Emisión	US\$	6.50%	31-Dic-25	US\$25 mill.

Fuente: EEP

Tercer Programa de Bonos Corporativos de EEP

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

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

Los bonos cuentan con garantía genérica sobre patrimonio y sus fondos serán utilizados como capital de trabajo, así como también solventarán las necesidades futuras de financiamiento de EEP y servirán para reestructurar pasivos actualmente mantenidos y financiar nuevos proyectos.

Tercer Programa de Bonos Corporativos

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

Fuente: EEP

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

Fixed Cross Currency Swaps - Tercer Programa

Institución	Soles (Millones)	Tasa (%)	Dólares (Millones)	Tasa (%)
BCP (1ra emisión)	250.00	7.125	76.2	3.380
BCP (3era emisión serie A)	251.05	6.531	77.0	3.550
BCP (3era emisión serie B)	115.00	6.719	35.2	4.880
BBVA (2da emisión)	78.95	6.000	24.3	3.150
BBVA (3era emisión serie B)	115.00	6.719	35.2	4.910

Fuente: EEP

Acciones

Luego de la capitalización de una prima de emisión correspondiente a un aumento de capital realizado en el 2012, el capital social, a diciembre 2021, 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*
Ene-20	1,511	7.80	77.27%	4,690,686
Feb-20	715	7.60	35.00%	4,570,412
Mar-20	275	6.65	45.45%	3,999,111
Abr-20	661	6.00	30.00%	3,608,220
May-20	22,658	6.90	40.00%	4,149,453
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

* En miles de Soles

** En Soles

Fuente: BVL

De esta manera, el valor de la acción, a diciembre 2021, cerró en S/ 5.86 (S/ 7.00 a diciembre 2020).

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 18 de marzo del 2022, se realizó la Junta Obligatoria Anual de Accionistas No Presencial, en la cual se acordó el pago de dividendos por US\$39.1 millones con cargo al ejercicio 2021 (60% de las utilidades anuales disponibles).

Dividendos Entregados

	2021	2020	2019	2018
Nº Acciones	601,370,011	601,370,011	601,370,011	601,370,011
Utilidad Neta (US\$ miles)	65.2	87.9	104.2	108.3
Dividendos (US\$ miles)	62.4	61.1	65.3	34.0
D / A	0.10	0.10	0.11	0.06

Fuente: EEP

Resumen Financiero - ENGIE Energía Perú

Cifras en miles de US\$

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

	3.99	3.62	3.31	3.37	3.37	3.24	3.36
	Con NIIF 16				Sin NIIF 16		
	Dic-21	Dic-20	Dic-19	Dic-18	Dic-18	Dic-17	Dic-16
Rentabilidad							
EBITDA	228,091	232,552	266,591	262,171	257,514	295,897	326,684
Mg. EBITDA	42.9%	48.0%	49.7%	50.3%	49.4%	51.3%	43.7%
FCF / Ingresos	4.4%	23.4%	25.3%	26.2%	26.2%	32.8%	9.1%
ROE	5.6%	7.6%	9.4%	10.2%	10.1%	13.0%	14.4%
Cobertura							
EBITDA / Gastos financieros	9.14	7.45	7.09	5.81	5.88	5.52	7.54
FCF / Servicio de deuda	0.21	1.23	1.18	1.03	1.08	1.00	0.34
(FCF + Caja + Valores líquidos) / Servicio de deuda	1.05	2.08	1.80	1.45	1.52	1.16	0.42
CFO / Inversión en Activo Fijo	1.83	9.09	7.19	3.71	3.71	7.05	3.37
(EBITDA + caja) / Servicio de Deuda	1.83	2.83	2.43	1.91	1.99	1.37	1.08
Estructura de capital y endeudamiento							
Capitalización	31.9%	29.8%	35.6%	40.8%	39.8%	44.7%	51.5%
Deuda financiera total / EBITDA	2.36	2.13	2.36	2.87	n.d.	2.83	3.09
Deuda financiera neta / EBITDA	1.51	1.70	2.02	2.58	n.d.	2.70	3.00
Costo de financiamiento estimado	4.8%	5.5%	5.4%	5.7%	5.8%	5.8%	4.4%
Deuda financiera CP / Deuda financiera total	38.3%	17.4%	17.4%	17.5%	16.9%	22.6%	28.3%
Balance							
Activos totales	2,252,705	2,181,314	2,205,268	2,220,862	2,218,183	2,258,421	2,243,736
Caja e inversiones corrientes	193,951	99,864	91,897	74,617	74,617	37,180	28,259
Deuda financiera Corto Plazo	205,969	86,089	109,635	131,207	123,458	189,019	285,463
Deuda financiera Largo Plazo	331,763	409,868	519,971	620,626	607,140	648,046	723,983
Deuda financiera subordinada	0	0	0	0	0	0	0
Deuda financiera total	537,732	495,957	629,606	751,833	730,598	837,065	1,009,446
Patrimonio Total	1,145,429	1,166,985	1,137,270	1,090,845	1,103,927	1,037,390	950,973
Capitalización ajustada	1,683,161	1,662,942	1,766,876	1,842,678	1,834,525	1,874,455	1,960,419
Flujo de caja							
Flujo de caja operativo (CFO)	189,580	196,004	233,434	233,422	233,422	281,082	174,956
Inversiones en Activos Fijos	-103,712	-21,563	-32,464	-63,000	-63,000	-39,893	-51,908
Dividendos comunes	-62,367	-61,121	-65,279	-34,042	-34,042	-51,710	-55,114
Flujo de caja libre (FCF)	23,501	113,320	135,691	136,380	136,380	189,479	67,934
Ventas de Activo Fijo, Netas	417	5	5,085	0	0	54	9
Otras inversiones, neto	0	-48	-38	-59	-59	-123	-2,373
Variación neta de deuda	70,169	-105,310	-123,458	-98,884	-98,884	-180,489	-89,492
Variación neta de capital	0	0	0	0	0	0	0
Variación de caja	94,087	7,967	17,280	37,437	37,437	8,921	-23,922
Resultados							
Ingresos	532,206	484,104	536,374	520,909	520,909	577,018	747,652
Variación de Ventas	9.9%	-9.7%	3.0%	n.d.	-9.7%	-22.8%	4.8%
Utilidad operativa (EBIT)	141,191	158,511	182,558	170,883	169,469	213,343	260,914
Gastos financieros	24,953	31,201	37,601	45,135	43,782	53,610	43,337
Gastos Financieros por Alquileres	0	0	0	0	0	0	0
Gastos Financieros	24,953	31,201	37,601	45,135	43,782	53,610	43,337
Dividendos preferentes							
Resultado neto	65,153	87,875	104,247	108,318	108,257	129,376	131,504
Información y ratios sectoriales							
Producción de Energía (GWh. - COES)	6,710	6,472	6,604	5,334	5,334	7,807	8,182
Participación en el COES	12.4%	13.2%	12.5%	10.5%	10.5%	15.9%	17.3%

Vencimientos de Deuda de Largo Plazo

US\$ millones

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.

	2022	2023	2024+
US\$ millones	52,611	90,648	238,774

Antecedentes

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

Relación de directores*

Frank Demaille	Presidente del Directorio
Diego Matias Niebuhr	Director
Anibal Juan Prieto Larrain	Director
Pascal Gerard Jean-Claude Renaud	Director
Axel Leveque Nicolas	Director
Pascal Gerard Jean-Claude Renaud	Director
Dora Maria Avendaño Arana	Director
Veronica Elizabeth Zavala Lombardi	Director

Relación de ejecutivos*

Hendrik De Buyserie	Gerente General
César Alberto Cornejo Gómez	Vicepresidente de Operaciones y Proyectos
Gilda Spallarossa Lecca	Vicepresidente Legal
Daniel Cámac Gutiérrez	Vicepresidente Comercial
Luciano Guffanti	Vicepresidente de Finanzas
María Elena Córdova Aliaga	Vicepresidente de RR.HH. y Comunicaciones

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	5.70%
Otros	17.52%

(*) Nota: Información a mayo 2022

(**) Nota: Información a marzo 2022

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.