

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, a junio 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 12.2% en el total de energía generada, durante los últimos 12 meses terminados a junio 2022, la cual ascendió a 6,671.6 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 generación de caja que le permite autofinanciar parte importante de sus inversiones y mantener adecuados ratios de deuda sobre capitalización (29.8%, 31.9% y 29.8%, al cierre del 2020, 2021 y a junio 2022, respectivamente).

En setiembre del 2021, se inició la construcción del proyecto Punta Lomitas, 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. 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.

¿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 a junio 2022.

Clasificación otorgada en Comités de fecha 24/10/2022
16/05/2022.

Perspectiva

Estable

Indicadores Financieros

ENGIE Energía Perú US\$ MM	LTM Jun 22	Dic-21	Dic-20
Ingresos	524.5	532.2	484.1
EBITDA	199.7	228.1	232.6
Mg. EBITDA	38.1%	42.9%	48.0%
Deuda Financiera	492.6	537.7	496.0
Caja y Valores Líquidos	83.0	194.0	99.9
Deuda Financiera / EBITDA	2.5	2.4	2.1
Deuda Financiera Neta / EBITDA	2.1	1.5	1.7
EBITDA / Gastos Financieros	8.7	9.1	7.5

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

En agosto 2022, EPP tomo un financiamiento con el BID de hasta US\$300 MM, con un primer desembolso por US\$264 MM y por un plazo de 11 años, el cual reemplazó el préstamo puente asociado al proyecto eólico Punta Lomitas y su expansión.

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 junio 2022.

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. De esta manera, EEP pertenece a la unidad de negocio denominada ENGIE SouthAm, la cual agrupa operaciones en Brazil, Perú, Chile, Colombia y México.

El Grupo Engie es uno de los mayores grupos del sector de energía y servicios del mundo. A junio 2022, el Grupo Engie cuenta con una capacidad de generación de energía de 102 GW.

Durante el primer semestre del año, los ingresos consolidados del Grupo ascendieron a €43.2 billones, mientras que su EBITDA, a €7.5 billones (€5.2 y 25.0 billones en el primer semestre del 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 a junio 2022

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. 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.

En el 2021, el PBI creció un 13.5%, observándose una importante recuperación. Así, debido a la reactivación de la demanda durante el año, la generación se elevó a 53,990.3 GWh, superior en 2.1% respecto al 2019.

Durante los últimos 12 meses terminados a junio 2022, la generación se elevó a 54,659.6 GWh, superior en 1.2% respecto al 2021. Si bien el sector ha registrado una recuperación respecto a la crisis económica, la Clasificadora espera un menor crecimiento de la demanda en el 2022, 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.

Debido a la recuperación de la generación, la composición por recurso de la generación se recuperó respecto a niveles prepandemia. Así, durante los primeros 12 meses terminados a junio 2022, la generación del SEIN se compuso principalmente por generación hidroeléctrica con 55.4% (incluyendo generación hidroeléctrica RER), seguido por la generación térmica con 39.1% (sin incluir biogás ni biomasa) y generación RER convencional 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% 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). Este pico de demanda se mantiene como el máximo alcanzado durante el año móvil a junio 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.

Futuro de la Oferta de Energía en el SEIN

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 509 MW entre el 2018 y agosto 2022, muy por debajo de lo registrado en años anteriores.

De acuerdo a Osinergmin, a julio 2022 (última información disponible), se cuenta con 65 proyectos de generación en el *pipeline*, los cuales representan 6,089.3 MW y US\$13,050 MM. Sin embargo, sólo nueve de estos proyectos cuentan con un avance significativo, que incluye a un proyecto paralizado con un avance del 42%.

Además, 16 proyectos se encuentran en la fase de estudios. Así, de la cartera de 65 proyectos de generación, 40 se encuentran paralizados. Cabe destacar que esto incluye a cuatro proyectos paralizados debido a problemas con los proyectos de transmisión asociados a los generadores, sin los cuales el generador no podría inyectar energía en el SEIN.

Se debe destacar que 34 de estos proyectos contaban con una fecha estimada de operación comercial entre los años 2011 y 2021, los cuales representaron 1,786.4 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. Chadín 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.

Debido a estos problemas, si sólo consideramos los proyectos en construcción, la capacidad instalada aproximada que entraría en los próximos cinco años sería de sólo 950 MW. Al incluir los proyectos en fase de estudios, si es que estos entran en operación en la fecha estimada por el regulador, esta capacidad aumentaría a alrededor de 2,300 MW en los próximos seis años.

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.

Respecto a la generación RER, se cuenta con una meta de lograr que el 15% de generación con fuentes renovables para el 2030 (9.6% en los últimos 12 meses a junio 2022).

Actualmente se están evaluando algunas modificaciones en la regulación para incentivar la inversión en capacidad de generación RER solar. Se debe destacar que, de los 9 proyectos en construcción, 7 son proyectos de generación RER (incluyendo a pequeñas hidroeléctricas) y se espera que el mayor crecimiento en generación en los próximos años sea de estas tecnologías.

Sin embargo, se debe considerar que, con la finalidad de enfrentar el aumento de la inflación, el BCRP viene aumentando gradualmente la tasa de referencia, ubicándose, desde octubre 2022, en 7.00% (2.5% a dic. 2021). Este incremento tendrá un impacto en el costo de financiamiento para las empresas generadoras que no tengan fuentes de financiamiento diversificadas, lo que podría reducir la viabilidad a ciertos proyectos de generación por los sobrecostos financieros.

Se debe destacar que aún se mantiene un margen de reserva importante en el sistema. Así, a junio 2022, el margen del sistema fue 81%. Asimismo, el margen de reserva eficiente (margen de reserva sin incluir los generadores de diésel, carbón y residual) considerando la potencia efectiva a junio 2022 se reduce a 41%. Este margen no considera la potencia efectiva de la reserva fría que utilizaría gas natural cuando se concluya la construcción del gaseoducto sur.

Si bien este margen es 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*.

Propuesta de modificación de Ley N°28838 – Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica

El 22 de junio 2022 se publicó una propuesta de iniciativa legislativa mediante la Resolución Ministerial N°227-2022, que busca modificar la Ley N°28832 (Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica). Esta propuesta expone diversas modificaciones en la normativa del mercado eléctrico, y busca garantizar el abastecimiento confiable y eficiente del suministro eléctrico.

La primera propuesta es la modificación en los contratos de licitaciones de suministro para el mercado regulado, para posibilitar la participación de los generadores RER solares.

Actualmente, estos contratos se licitan en base a potencia con energía asociada. Para poder contratar los suministradores deben contar con potencia y energía firme. La potencia firme y energía firme son cantidades calculadas por el COES, y representan cuánto puede producir el generador a lo largo de su vida con cierto nivel de seguridad, es decir, con poca probabilidad de sufrir cortes de suministro.

Debido al tipo de tecnología utilizado, las centrales RER solares no convencionales carecen de potencia firme o su nivel es mínimo, por lo que no pueden participar en estas licitaciones de largo plazo sin comprar dicha potencia firme a terceros.

Esta participación se podría lograr permitiendo firmar contratos de abastecimiento de sólo potencia o sólo energía. Además, la propuesta de modificación propone que las centrales de reserva, que disponen de potencia firme pero debido que no son eficientes no inyectan energía al sistema, firmen contratos de sólo potencia firme.

La modificación propuesta para las licitaciones es utilizar el modelo de contratación de energía por bloques horarios, a efectos de realizar el reparto de la curva horaria de las distribuidoras. Así, la potencia firme se contrataría solo en el bloque horario de punta del sistema, punto en el cual la demanda coincidente con este bloque horario determina los aportes del generador a la bolsa de potencia en el Mercado de Corto Plazo.

La propuesta espera que esta modificación incentive una mayor inversión en generación RER no convencional, y que la mayor competencia en las licitaciones de usuarios regulados resulte en un menor precio promedio, acompañando la tendencia decreciente del precio promedio de los contratos firmados con usuarios libres en los últimos años.

En el caso de las centrales RER, la Clasificadora considera importante incluir en el análisis la confiabilidad de estas generadoras, es decir, su capacidad de generación para cumplir con los requerimientos de demanda en tiempo real. Debido que estas centrales no pueden asegurar el nivel de energía que van a generar, firmar contratos de venta de energía podría exponerlas a comprar energía en el mercado *spot* para cumplir con sus contratos con terceros.

Otra modificación se aplica a los usuarios regulados que consuman entre 0.2 y 2.5 MW, los cuales, en la regulación vigente, pueden optar por ser usuarios regulados o usuarios libres. De acuerdo a la exposición de motivos de la propuesta legislativa, darles la opción a estos usuarios vuelve menos certera las estimaciones de demanda para usuarios regulados.

Cabe destacar que, entre los años 2016-2019, se registró una alta migración de usuarios regulados a libres. Esta migración, de acuerdo al documento, resultó en empresas de distribución con obligaciones de pago de potencia no cubiertas por la demanda.

La modificación propuesta es que los usuarios que pertenezcan a este rango de demanda se encuentren obligados a contratar su potencia con la distribuidora local a un precio regulado establecido y sólo puedan negociar el precio de la energía con terceros.

Además, otra modificación es respecto al precio en barra fijado por OSINERGMIN, el cual no puede diferir en más de 10% respecto al promedio ponderado de los precios de las licitaciones, considere también en su ponderación el precio promedio de los usuarios libres. Este mercado muestra mayor dinamismo y, a diferencia del precio promedio de los usuarios regulados, ha registrado una tendencia decreciente en los últimos años.

Respecto a los sistemas aislados, se plantea modificar la regulación para que dependa del MINEM y no de las distribuidoras de los sistemas aislados convocar licitaciones. De acuerdo al documento, el acceso de nuevos generadores en los sistemas aislados se encuentra sujeto a la voluntad del distribuidor de permitir suscribir un contrato de suministro a un plazo suficiente para realizar inversiones. Asimismo, se plantea crear una organización independiente, similar al COES pero con personería jurídica propia para la coordinación de estos sistemas aislados.

En el caso del proceso de adjudicación de las APP (Asociación Público Privada) de transmisión, se destaca que el proceso de adjudicación ha pasado, en los últimos años, de 14 a 30.6 meses, lo cual aplaza la puesta en operación comercial. Como solución, se busca incluir un procedimiento sectorial de concurrencia de interesados. La propuesta pide que el COES brinde asistencia al MINEM en estos procesos para reducir el tiempo promedio de adjudicación.

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 1ro. de junio 2021 al 30 de abril del 2025. Así mismo, estableció que los generadores eléctricos pueden acredecir 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 2021, fue de US\$25.56/MWh. Sin embargo, este costo ha mostrado una tendencia creciente en el 2022, registrando un promedio de US\$28.74/MWh en los primeros siete meses del 2022, alcanzando un máximo de US\$33.44/MWh a julio 2022.

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.

Operaciones

A junio 2022, EEP representaba el 19.2% 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* Jun.2022	Factor de Planta* Dic.2021	
C.T. Ilo21	Moquegua	TV21	Carbón / Diesel 2	135.00	2000	1.0%	2.3%	
C.T. Ilo31	Moquegua	TG1, TG2, TG3	Diesel 2 - B5	500.00	2013	0.3%	0.1%	
C.T. Nodo 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	43.2%	64.9%	
C.T. ChilcaDos	Lima	CATG	Gas Natural / Vapor	111.00	2016	39.8%	55.2%	
C.H. Yuncán	Cerro de Pasco	G1, G2, G3	Aqua	134.16	2005	80.6%	68.6%	
C.H. Quitaracsa	Ancash	G1, G2	Aqua	114.00	2015	60.7%	54.0%	
C.S. Intipampa	Moquegua	120 Módulos	-	40.00	2018	31.4%	32.2%	
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 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 2.5 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, 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			
	LTM Jun-22	2021	2020	2019
Generación GWh	6,672	6,710	6,472	6,604
Compras netas SPOT	1,784	2,266	1,070	2,132
Pérdidas de energía	-212	-204	-173	-136
Total Volumen vendido (GWh)	8,244	8,772	7,369	8,600
Ventas clientes libres	5,818	5,852	3,860	5,306
Ventas clientes regulados	2,427	2,920	3,509	3,294
Ingresos por venta de energía	317,079	324,793	295,418	336,875
Precio Promedio (US\$ / MWh.)	38.5	37.0	40.1	39.2

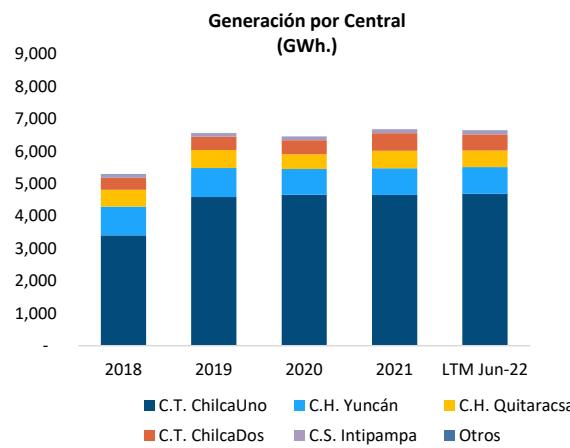
Fuente: Engie

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 menor precio promedio de energía se debe a la menor proporción de venta de energía a clientes regulados, los cuales tienen un mayor costo promedio. La Clasificadora espera que este indicador se recupere en función de la renovación o cierre de nuevos contratos de venta de energía.

Durante los últimos 12 meses terminados a junio 2022, EEP generó 6,671.6 GWh, reduciéndose en 0.6% respecto a la energía generada en el 2021. Asimismo, en el mismo periodo, la generación del SEIN aumentó en 1.2%. Así, la participación de EEP en el SEIN se redujo de 12.4% a 12.2%.

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 12.2% a junio 2022.

Así, durante el año móvil a junio 2022, la generación térmica fue la principal fuente de generación con el 78.3% de la generación total (78.1% en el 2021), el 20.1%, 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 70.3% de la producción total.



Fuente: Engie

A junio 2022, el nivel de contratación de EEP alcanzó los 1,804.1 MW en hora punta (2,031.8 MW a diciembre 2021), de los cuales el 61.6% corresponde a clientes libres y el 38.4% 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 junio 2022. A junio 2022, 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 296 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. Inicialmente se tomó un préstamo puente con el Banco de Crédito del Perú, BBVA Continental 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. A la fecha, se tiene asegurado el financiamiento el BID por US\$300 millones por un plazo de 11 años.

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 los últimos 12 meses terminados a junio 2022, los ingresos de EEP ascendieron a US\$524.5 millones, reduciéndose en 1.4% respecto al cierre del 2021.

Esta reducción se debió al menor volumen vendido a clientes regulados, debido en parte al menor nivel de potencia contratada con estos clientes. Debido a esto, el volumen total vendido se redujo en 6.0% respecto al 2021, a pesar de tener un nivel de generación similar al del 2021.

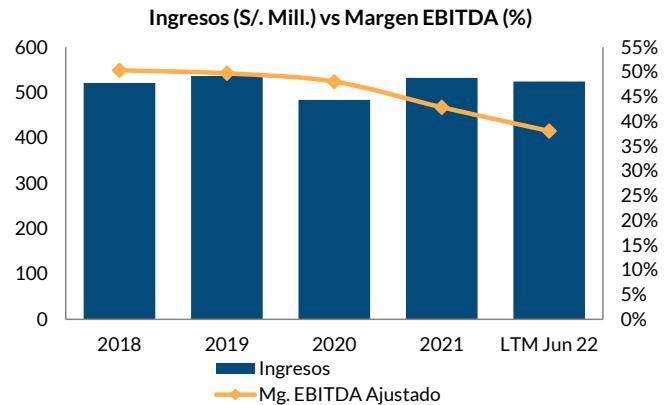
El costo de ventas se ubicó en US\$396.3 millones, aumentando en 6.8% respecto a lo mostrado en el 2021, debido a los mayores gastos en combustible y en compra de energía, asociado al incremento en el precio de combustibles y al mayor precio de energía en el mercado *Spot*. El incremento del precio *spot* fue producto de la modificación de

la declaración del precio del gas natural en la estructura de costos, la cual entró en vigencia en julio del 2021.

De esta manera, el margen bruto se ubicó en 24.4%, por debajo del obtenido en el 2021, 2020 y 2019 (30.3%, 37.3% y 38.2%, respectivamente), debido a los mayores costos operativos.

El EBITDA, durante el año móvil a junio 2022, ascendió a US\$199.7 millones, ubicando el margen EBITDA en 38.1%, 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 EBITDA.

Los gastos financieros disminuyeron en 7.9% respecto al 2021, debido al menor saldo de deuda mantenido y a la menor tasa promedio de financiamiento. De esta manera, los gastos financieros totales, durante los últimos 12 meses terminados a junio 2022, sumaron US\$23.0 millones.



Fuente: Engie

El menor gasto financiero resultó en un indicador EBITDA/Gastos financieros de 8.69x, manteniendo una cobertura similar a la mantenida en años anteriores (9.14x en el 2021 y 7.45x en el 2020).

Por último, el resultado neto del periodo se redujo a US\$49.4 millones, por debajo de los niveles obtenidos en el 2021 y 2020 (US\$65.2 millones y US\$87.9 millones, respectivamente), debido a la menor utilidad bruta.

El Flujo de Caja Operativo (FCO) del periodo se ubicó en US\$148.4 millones, por debajo del mostrado durante el 2021. Respecto a la inversión en activo fijo y reparto de dividendos, se ubicaron en US\$39.1 y 144.6 millones, respectivamente.

Estructura de Capital

A junio 2022, la Empresa muestra una adecuada estructura de capital, con un ratio de deuda sobre capitalización de 29.8% y con la totalidad de su deuda siendo a tasa fija.

Asimismo, su nivel de apalancamiento (Deuda Financiera / EBITDA), a junio 2022, alcanzó 2.47x, (2.36x y 2.13x durante el 2021 y 2020), el incremento se debió al menor EBITDA. Del mismo modo, al considerar el nivel de Deuda Financiera neta de Caja, el nivel de apalancamiento ascendió a 2.05x (1.51x y 1.70x en el 2021 y 2020).

A junio 2022, la deuda financiera total de EEP ascendió a US\$492.6 millones, por debajo de la deuda mantenida al cierre del 2021 (US\$537.7 millones). Se debe destacar que 49.3% de esta deuda es de corto plazo, debido a que se mantiene un crédito puente por US\$150 millones con el BCP con vencimiento a julio 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. Cabe destacar que este préstamo fue reemplazado posteriormente por otro préstamo puente por el mismo monto, mientras se finalizan los detalles referentes al préstamo con el BID.

Cabe destacar que, a junio 2022, la caja representó 155x las amortizaciones pendientes para el 2022 (sin incluir el préstamo puente). Además, la Caja + EBITDA del periodo representaron 3.1x 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 junio 2022, los préstamos en moneda local contaban con *swaps* cambiarios. Además, al cierre del primer semestre del 2022, la Empresa mantenía deuda indirecta¹ por US\$39.5 millones.

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

	Jun-22	Dic-21	Dic-20	Dic-19
Compromiso DF / EBITDA	< 3.5	< 3.5	< 3.5	< 3.5
DF / EBITDA	2.5	2.4	2.1	2.3

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.

¹ Fianzas y garantías otorgadas

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 junio 2022, 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%	3,734,208
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

*En miles de Soles

**En Soles

Fuente: BVL

De esta manera, el valor de la acción, a junio 2022, cerró en S/ 5.35 (S/ 6.08 a junio 2021).

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

	LTM Jun 2022	2021	2020	2019
Nº Acciones	601,370,011	601,370,011	601,370,011	601,370,011
Utilidad Neta (US\$ miles)	49.4	65.2	87.9	104.2
Dividendos (US\$ miles)	39.1	62.4	61.1	65.3
D/A	0.07	0.10	0.10	0.11

Fuente: EEP

Resumen Financiero - ENGIE Energía Perú

Cifras en miles de US\$

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

	3.83 LTM Jun 22	3.99 Dic-21	3.62 Dic-20	3.31 Dic-19	3.37 Dic-18	
Rentabilidad						
EBITDA	199,655	228,091	232,552	266,591	262,171	
Mg. EBITDA	38.1%	42.9%	48.0%	49.7%	50.3%	
FCF / Ingresos	-6.7%	4.4%	23.4%	25.3%	26.2%	
ROE	4.2%	5.6%	7.6%	9.4%	10.2%	
Cobertura						
EBITDA / Gastos financieros	8.69	9.14	7.45	7.09	5.81	
FCF / Servicio de deuda	-0.05	0.21	1.23	1.18	1.03	
(FCF + Caja + Valores líquidos) / Servicio de deuda	0.27	1.05	2.08	1.80	1.45	
CFO / Inversión en Activo Fijo	1.03	1.83	9.09	7.19	3.71	
(EBITDA + caja) / Servicio de Deuda	1.06	1.83	2.83	2.43	1.91	
Estructura de capital y endeudamiento						
Capitalización	29.8%	31.9%	29.8%	35.6%	40.8%	
Deuda financiera total / EBITDA	2.47	2.36	2.13	2.36	2.87	
Deuda financiera neta / EBITDA	2.05	1.51	1.70	2.02	2.58	
Costo de financiamiento estimado	4.3%	4.8%	5.5%	5.4%	5.7%	
Deuda financiera CP / Deuda financiera total	49.3%	38.3%	17.4%	17.4%	17.5%	
Balance						
Activos totales	2,231,101	2,252,706	2,181,314	2,205,268	2,220,862	
Caja e inversiones corrientes	82,960	193,951	99,864	91,897	74,617	
Deuda financiera Corto Plazo	242,872	205,969	86,089	109,635	131,207	
Deuda financiera Largo Plazo	249,771	331,763	409,868	519,971	620,626	
Deuda financiera subordinada	0	0	0	0	0	
Deuda financiera total	492,643	537,732	495,957	629,606	751,833	
Patrimonio Total	1,162,160	1,145,429	1,166,985	1,137,270	1,090,845	
Capitalización ajustada	1,654,803	1,683,161	1,662,942	1,766,876	1,842,678	
Flujo de caja						
Flujo de caja operativo (CFO)	148,438	189,580	196,004	233,434	233,422	
Inversiones en Activos Fijos	-144,646	-103,712	-21,563	-32,464	-63,000	
Dividendos comunes	-39,091	-62,367	-61,121	-65,279	-34,042	
Flujo de caja libre (FCF)	-35,299	23,501	113,320	135,691	136,380	
Ventas de Activo Fijo, Netas	484	417	5	5,085	0	
Otras inversiones, neto	0	0	-48	-38	-59	
Variación neta de deuda	-89,739	70,169	-105,310	-123,458	-98,884	
Variación neta de capital	0	0	0	0	0	
Variación de caja	-124,554	94,087	7,967	17,280	37,437	
Resultados						
Ingresos	524,522	532,206	484,104	536,374	520,909	
Variación de Ventas	-1.4%	9.9%	-9.7%	3.0%	n.d.	
Utilidad operativa (EBIT)	110,021	141,191	158,511	182,558	170,883	
Gastos financieros	22,974	24,953	31,201	37,601	45,135	
Gastos Financieros por Alquileres	0	0	0	0	0	
Gastos Financieros	22,974	24,953	31,201	37,601	45,135	
Resultado neto	49,361	65,153	87,875	104,247	108,318	
Información y ratios sectoriales						
Producción de Energía (GWh. - COES)	6,671.6	6,710	6,472	6,604	5,334	
Participación en el COES	12.2%	12.4%	13.2%	12.5%	10.5%	
Vencimientos de Deuda de Largo Plazo						
US\$ millones				2022	2023	2024+
				532	92,297	247,042

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

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
UC:	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
Axel Leveque Nicolas	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	5.69%
Otros	17.53%

(*) Nota: Información a setiembre 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 auditirla 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.