

Enel Generación Perú S.A.A.

Descripción

Apoyo & Asociados Internacionales (Apoyo & Asociados) ratificó la clasificación de riesgo de AAA(pe) al valor emitido bajo el Tercer Programa de Bonos Corporativos, cuyo saldo a diciembre 2022 ascendió a US\$10.0 millones, y a los valores que se emitan bajo el Sexto Programa de Bonos Corporativos, hasta por US\$350 millones, respectivamente.

Fundamentos

Las clasificaciones de riesgo asignadas a Enel Generación Perú se fundamentan principalmente en el holgado nivel de capitalización de la empresa, su capacidad de generación a bajos costos y su diversificación de fuentes de energía, lo cual le garantiza una constante presencia en el despacho de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

Apoyo & Asociados considera, además, la importancia de Enel Generación Perú en el Sistema, incluida su filial Chinango, al ser la segunda generadora por energía eléctrica producida durante el 2022; la energía producida ascendió a 8,013.3 GWh y representó el 14.3% del total despachado en el SEIN.

Adicionalmente, la potencia efectiva consolidada (Enel Generación + Chinango) representó el 12.7% del sistema (13,190 MW), y, en conjunto, serían la segunda empresa en términos de potencia. La potencia efectiva conjunta de ambas empresas alcanzó 1,647 MW (48.3% en centrales hidroeléctricas y 51.7% en centrales térmicas a gas natural y diésel).

Asimismo, Enel Generación Perú cuenta con el respaldo en términos de *know-how* de su principal accionista, el Grupo Enel, el cual cuenta con amplia experiencia en el sector. Enel es una compañía eléctrica multinacional y un actor integrado líder en los mercados mundiales de energía y energías renovables. Es la mayor empresa de servicios europea por EBITDA ordinario, y está presente en 30 países en todo el mundo, produciendo energía con alrededor de 90 GW de capacidad gestionada. Enel distribuye electricidad a través de una red de más de 2.0 millones de kilómetros, y tiene alrededor de 73 millones de usuarios finales comerciales y domésticos a nivel mundial.

Durante el 2022, el EBITDA ascendió a S/ 1,121.4 millones, aumentando en 16.7% respecto al 2021, debido al mayor volumen de energía vendida. Al cierre del 2022, la deuda financiera ascendió a S/ 639.0 millones para cubrir parcialmente una reducción de capital bajo la modalidad de devolución de aportes. Este incremento resultó en un indicador de apalancamiento (Deuda Financiera / EBITDA) de 0.6x. Así, la empresa mantiene un nivel de apalancamiento bajo y ha podido financiar su *capex* con la generación de caja.

Cabe destacar que, en abril del 2023, la Junta General de Accionistas aprobó la fusión por absorción entre Enel Generación Perú S.A.A (EGPerú) como sociedad absorbente, y Enel Green Power Perú S.A.C., Empresa de Generación Eléctrica Marcona S.A.C., y Empresa de Generación Eléctrica Los Pinos S.A.C. bajo la relación de canje. A la fecha, la empresa Enel Green Power Perú cuenta con dos proyectos de generación en construcción, los cuales representan un monto de inversión por alrededor de US\$269 millones.

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

Con información financiera auditada a diciembre 2022.

Clasificaciones otorgadas en Comités de fechas 30/05/2023 y 07/11/2022.

Perspectiva

Estable

Indicadores Financieros

S/ MM	Dic-22	Dic-21	Dic-20
Ingresos	2,227.0	1,789.2	1,540.1
EBITDA	1,121.4	961.0	814.0
Flujo de Caja Operativo	906.1	579.1	718.8
Deuda Total	639.0	287.5	114.2
Caja	139.8	198.5	555.6
Deuda Financiera / EBITDA	0.6	0.3	0.1
Deuda Financiera Neta / EBITDA	0.4	0.1	-0.5
EBITDA/ Gastos Financieros	33.5	196.4	134.7

Fuente: Enel Generación

Metodologías Aplicadas

Metodología de Clasificación de Empresas no Financieras (Marzo 2022)

Analistas

Sandra Guedes
sandragedes@aai.com.pe

Julio Loc
julioloc@aai.com.pe

T. (511) 444 5588



La Clasificadora espera que, tomando en cuenta la deuda financiera actual y los requerimientos de *capex* proyectados de las entidades a absorber, Enel Generación Perú mantenga indicadores de apalancamiento adecuados para la clasificación otorgada.

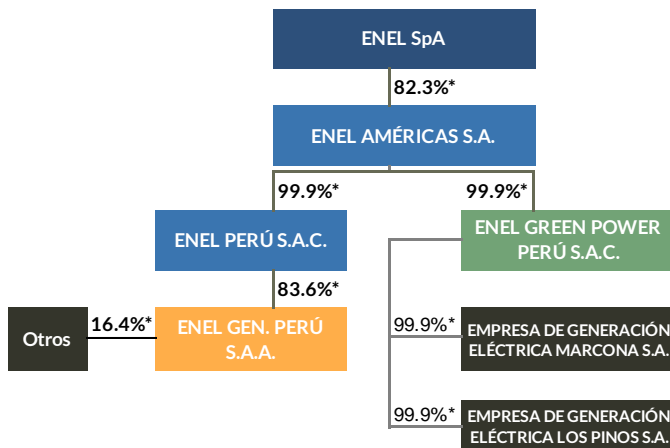
¿Qué podría modificar las clasificaciones asignadas?

Incrementos significativos en los niveles de apalancamiento de manera sostenida que limiten la flexibilidad financiera o ajusten los niveles de cobertura de obligaciones, podrían tener impactos negativos en su clasificación de riesgo.

Perfil

Enel Generación Perú es una de las principales generadoras eléctricas del país con una potencia efectiva, incluida su filial Chinango, de 1,647 MW. Es controlada por el grupo Enel, compañía multinacional que posee actualmente el 83.6% del accionariado a través de Enel Perú.

De esta manera, el accionariado además está compuesto por fondos privados de pensiones y otros accionistas minoritarios, con lo cual al cierre de la elaboración del presente informe la estructura se alzaba como sigue:



* porcentajes aproximados

Fuente: Enel Generación Perú, Enel Green Power Perú

Enel es una compañía eléctrica multinacional y un actor integrado líder en los mercados mundiales de energía y energías renovables. Está presente en 30 países en todo el mundo, produciendo energía con alrededor de 90 GW de capacidad gestionada.

Enel distribuye electricidad a través de una red de más de 2.0 millones de kilómetros, y con más de 73 millones de usuarios finales comerciales y domésticos a nivel mundial. El Grupo tiene la mayor base de clientes entre sus pares europeos.

Actualmente, Enel S.p.A (Empresa *Holding* del Grupo Enel), cuenta con un *rating* internacional de BBB+ asignado por Fitch Ratings.

Fusión Enel Generación con relacionadas

En octubre del 2022, el directorio de Enel Generación Perú eligió un comité de directores independientes para analizar un proyecto de fusión con Enel Green Power y sus subsidiarias.

En la Junta General de Accionistas celebrada el 24 de abril del 2023, se aprobó el proyecto de fusión por absorción entre Enel Generación Perú S.A.A (EGPerú), como sociedad

absorbente, y Enel Green Power Perú S.A.C., Empresa de Generación Eléctrica Marcona S.A.C. y Empresa de Generación Eléctrica Los Pinos S.A.C., bajo la relación de canje.

La fusión y la efectividad de los acuerdos referidos a ella se encuentran supeditados al cumplimiento de todas y cada una de las condiciones detalladas en el proyecto de fusión.

La fusión entrará en vigencia el primer día calendario del mes siguiente de aquel en el que se haya otorgado la escritura pública de fusión, siempre que se cumplan con las condiciones suspensivas previstas.

Conforme a la relación de canje de la fusión, los accionistas de EGPerú recibirán acciones emitidas por EGPerú de un valor nominal de S/ 1.00 en sustitución de las acciones emitidas por EGPerú que sean de su propiedad en la fecha de registro que se establezca, a razón de 1.2876 acciones por cada acción de su titularidad.

Los Accionistas de Enel Green Power Perú recibirán acciones emitidas por EGPerú de un valor de S/ 1.00 en sustitución de las acciones emitidas por Enel Green Power Perú que sean de su propiedad, a razón de 0.4483 acciones de EGPerú por cada acción de su titularidad en Enel Green Power Perú.

Se deja constancia que, a la fecha de entrada en vigencia de la fusión, el único accionista de Empresa de Generación Eléctrica Marcona S.A.C. y Empresa de Generación Eléctrica Los Pinos S.A.C. es Enel Green Power Perú. Debido a que esta empresa se extinguirá como consecuencia de la fusión, las acciones correspondientes a las dos primeras serán otorgadas a los accionistas de Enel Green Power Perú. Dicho efecto ya se encuentra considerado en la relación de canje indicada.

En el marco de la fusión, no se ha contemplado el deslistado de las acciones emitidas por EGPerú en el registro de la Bolsa de Valores de Lima.

Enel Green Power Perú es una generadora especializada en generación renovable. Es controlada por el Grupo Enel que posee el 99.9% del accionariado mediante Enel Américas S.A. Al cierre del 2022, tiene en operación la Central Solar Rubí de 144.5 MW y la Central Eólica Wayra I de 132.3 MW.

Asimismo, cuenta con dos proyectos de generación RER en construcción: la extensión de la C.E. Wayra I por 108 MW, y la C.S. Clemesí por 116.5 MW, los cuales representan un monto de inversión por alrededor de US\$269 millones.

Cabe destacar que las dos centrales en operación y los dos proyectos en construcción fueron parte de la cuarta subasta RER, por lo que la venta de su energía está garantizada a un precio pactado.

Enel Green Power Perú tiene como subsidiarias a las empresas Generación Eléctrica Marcona S.A.C. y Empresa de Generación Eléctrica Los Pinos S.A.C., las cuales a la fecha no cuentan con centrales en operación.

Se debe destacar que la fusión en curso no considera a la subsidiaria Chinango.

Resumen Financiero - Proforma Enel generación Condolidado post-fusión (incluye Chinango)

S/ MM	Dic-22	Dic-21
Ingresos	2,405.3	1,959.4
EBITDA	1,231.4	1,067.7
Deuda Total	1,464.1	871.4
Caja	257.4	224.7
Deuda Financiera / EBITDA	1.2	0.8
Deuda Financiera Neta / EBITDA	1.0	0.6
EBITDA/ Gastos Financieros	17.0	34.6

Fuente: Enel Generación y Enel Green Power Perú

Elaborado por Apoyo y Asociados

La Clasificadora considera que la deuda financiera mantenida por las entidades a absorber y el *capex* requerido para concluir con los proyectos en curso, resultaría en un indicador de apalancamiento adecuado para la clasificación mantenida.

Estrategia

El Grupo Enel ha colocado la sostenibilidad y la innovación en el centro de su estrategia de negocios. Además, el Grupo viene incorporando como estrategia la Economía Circular en toda la cadena de valor. Esta estrategia se basa en 5 pilares: *Inputs* Circulares (en base de insumos renovables), Extensión de la vida útil, Producto como servicio, Plataformas para compartir y nuevos ciclos de vida.

Como estrategia para afrontar el contexto de sobreoferta del sector, la compañía buscó firmar contratos de energía a mediano plazo. De esta manera, en los últimos años, han incrementado significativamente el porcentaje de potencia efectiva contratada, lo que le da estabilidad a su flujo de caja, además de incorporar cláusulas de ajuste de precios en función a sus costos.

La diferencia se contratará a precios regulados (tarifa en barra) si es energía retirada por las distribuidoras (tal como lo establece la ley N°25844) o será vendida al mercado *spot*, si es adquirida por otra empresa generadora. Así, a diciembre 2022, la Empresa mantiene contratos de energía con 85 clientes libres y 8 contratos de suministro con clientes regulados.

En cuanto a la estrategia financiera, el objetivo de la Empresa es financiar su plan de inversiones con generación de caja propia y deuda (bancaria y bonos), manteniendo un adecuado nivel de capitalización que, a su vez, le permita mantener su

política de dividendos actual de hasta el 100% de las utilidades distribuibles, con el fin de maximizar el retorno a sus accionistas.

En el 2022, el Grupo Enel anunció la venta de sus activos en Perú, incluyendo Enel Generación Perú. Cabe destacar que el anuncio de venta no considera a la subsidiaria Chinango. A la fecha de elaboración del informe, no se cuenta con ningún anuncio de venta de las empresas de generación.

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 del fallido golpe de Estado del 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 56,084.2 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 una sequía por un atraso en la hidrología. 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.

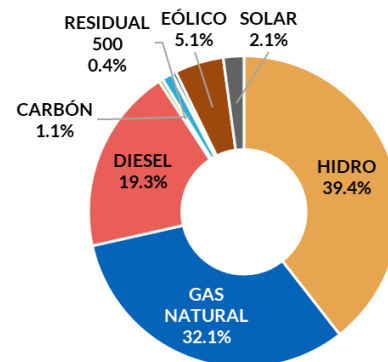
Considerando esta recuperación, la Clasificadora considera que el sector ya se ha recuperado del impacto de la crisis sanitaria. Sin embargo, la Clasificadora considera que la incertidumbre política impactará en la tasa de crecimiento de la demanda de energía en el mediano y largo plazo.

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



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 en base a gas natural 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. 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.

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. Quitaraca y C.H. Cañón del Pato) debido a la alta presencia de sólidos 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 abarcaría temas de a) Fortalecimiento del marco institucional;

b) Transformación del mercado mayorista; c) Innovación en distribución y comercialización; y, d) Gestión de la transmisión,

Operaciones

La Empresa (incluida su subsidiaria Chinango) cuenta con una capacidad efectiva de 1,647 MW, la cual representó el 12.7% de la capacidad efectiva del SEIN (13,190 MW a diciembre 2022). Se debe destacar que la potencia efectiva se redujo ligeramente respecto al cierre del 2021, debido a un mantenimiento mayor en la Central Santa Rosa II. Esta central volvió a entrar en operación en abril 2023.

Centrales	2022	2021	Factor de Carga	
	Potencia Efectiva MW	Potencia Efectiva MW	2022	2021
C.H. Huinco	277.9	277.9	62.0%	52.1%
C.H. Matucana	137.0	137.0	75.4%	71.0%
C.H. Chimay	152.3	152.3	85.5%	61.4%
C.H. Callahuanca	84.4	84.4	80.6%	81.6%
C.H. Moyopampa	69.1	69.1	90.1%	85.4%
C.H. Yanango	43.1	43.1	57.7%	56.6%
C.H. Huampaní	30.9	30.9	90.1%	77.6%
C.H. Her1	0.7	0.7	96.9%	0.0%
C.T. Ventanilla (GN)	471.6	471.6	87.7%	79.1%
C.T. Santa Rosa I	222.4	225.7	87.3%	9.0%
C.T. Santa Rosa II	157.5	184.9	72.5%	21.1%
TOTAL	1,646.9	1,677.7		

Fuente: Enel Generación Perú

A diciembre 2022, del total de la potencia efectiva de la Empresa, el 48.3% es de origen hidráulico y 51.7%, registrando una ligera reducción de la participación termoeléctrica, debido al mantenimiento de la Central Santa Rosa II.

Se debe destacar que, luego de la fusión con Enel Green Power Perú y sus subsidiarias, la potencia efectiva total se elevaría a aproximadamente 1,956 MW.

Principales Indicadores

	2019	2020	2021	2022
Generación GWh	7,585	7,104	7,802	7,868
Hidráulica	4,316	4,363	4,417	4,134
Térmica	3,269	2,741	3,385	3,734
Hidráulica (%)	56.9%	61.4%	56.6%	52.5%
Térmica (%)	43.1%	38.6%	43.4%	47.5%
Regulados	4,147	3,729	3,416	4,393
Libres	5,355	4,335	4,544	4,467
Spot	7,610	7,117	7,820	7,892
Total Volumen vendido (GWh)	17,111	15,181	15,780	16,752
Compras Energía	-9,540	-8,017	-8,087	-8,805
Ventas (Compras) Netas Spot	-1,930	-900	-267	-913
Ingresos	1,668,261	1,540,055	1,789,197	2,226,971
Precio Promedio Soles	97.5	101.4	113.4	132.9
Tipo de Cambio	3.3	3.6	4.0	3.8
Precio Promedio US\$ / MWh.	29.4	28.2	28.4	34.9

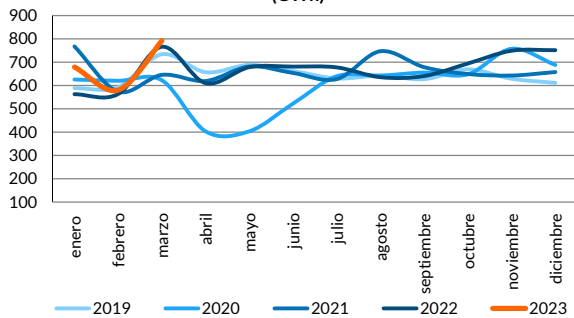
Fuente: Enel Generación Perú, COES

* Enel consolidado (Incluye generación Chinango)

Debido a su diversificado portafolio y la eficiencia de sus centrales, Enel (y su subsidiaria Chinango) 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).

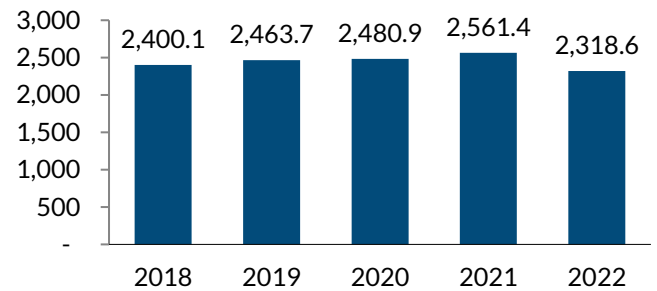
La producción de energía de Enel Generación Perú y subsidiaria, durante el 2022, fue de 8,013.3 GWh, de acuerdo a lo reportado por el COES.

Dicha generación se mantuvo respecto al total generado durante el periodo 2021 (7,941.9 GWh). Cabe destacar que la generación térmica creció en 10.3%, mientras que la hídrica se redujo en 6.4% respecto al 2021.

Generación mensual de energía (GWh)


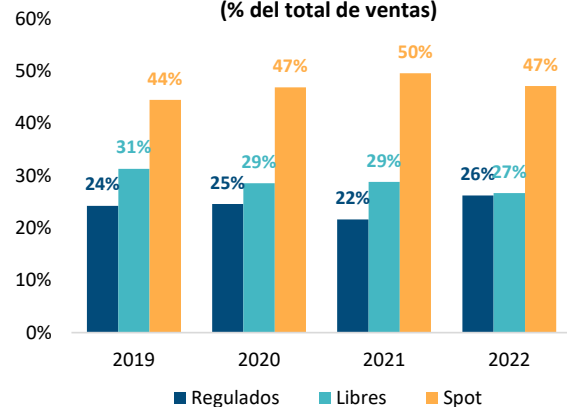
Fuente: COES

Del total de sus once centrales, ocho están ubicadas en Lima y dos en Junín (las centrales de Yanango y Chimay). Las centrales hidráulicas de Lima se ubican en las cuencas de los ríos Rímac y Santa Eulalia, y cuentan con 21 lagunas que tienen una capacidad de 282.35 millones de m³ que permiten regular el caudal para generación durante la época de estiaje. Por su parte, las centrales de Yanango y Chimay aprovechan las aguas de los ríos Tarma y Tulumayo, respectivamente.

Volumen de Aguas Lagunas (m3)


Fuente: Enel Generación

Las centrales térmicas utilizan el gas natural ("GN") de Camisea y diésel para la generación de energía, por lo que mantienen contratos de suministro, transporte y distribución de GN por un volumen de 3.9 MMm³d hasta el 2029.

Composición del Volumen de Ventas (% del total de ventas)


Fuente: Enel Generación Perú

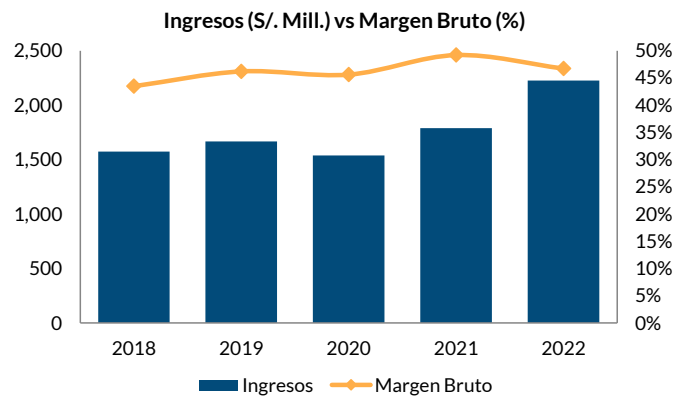
En cuanto al almacenamiento del gas, Enel Generación Perú cuenta con un almacén físico en Santa Rosa y Ventanilla, así como con contratos de abastecimiento con Petroperú, con los cuales se cubren 75 horas de operación continua, tal como lo exige la regulación para asegurar su remuneración por potencia.

Por su parte, Enel Generación Perú tiene contratos asegurados por venta de energía y potencia, firmados con empresas distribuidoras, hasta el 2027, con precios firmes. Lo anterior, como resultado de los incentivos que ha dado el Estado para promover las licitaciones de contratos de suministro de electricidad de largo plazo, con el fin de asegurar que la demanda de los usuarios regulados se cubra en el largo plazo.

Cabe mencionar que entre sus principales clientes libres se encuentran: Minera Las Bambas, Minera Chinalco, Hudbay Perú, Shougang Hierro Perú y Empresa Siderúrgica del Perú.

Desempeño Financiero

Durante el 2022, los ingresos de Enel Generación Perú ascendieron a S/ 2,227.0 millones, aumentando en 24.5% respecto al 2021, debido al incremento del volumen de venta de energía a clientes regulados y al mayor precio de venta de energía promedio.



Fuente: Enel Generación Perú

Los costos operativos aumentaron en 29.8%, respecto al 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 necesidad de generar energía con diésel, debido de la sequía registrada en el último trimestre del 2022.

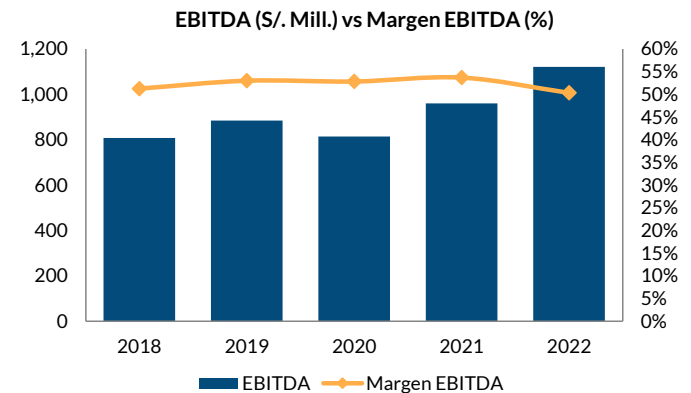
Durante el 2022, se contaron con gastos financieros netos (sin considerar dividendos ni gastos financieros asociados a contingencias) por S/ 1.0 millones (ingresos financieros netos por S/ 6.7 millones en el 2021), debido a los mayores gastos financieros, producto del mayor saldo de deuda financiera mantenido.

Además, el rubro de otros ingresos ascendió a S/ 61.2 millones (S/ 49.6 millones en el 2021). Durante el periodo, se contaron con ingresos por un acuerdo extrajudicial con un proveedor y por una indemnización por daño material y lucro cesante por daños en una unidad de la central Santa Rosa. Cabe destacar que esta unidad ya se encuentra operando normalmente.

¹ EBITDA: Utilidad operativa + gastos de depreciación y amortización.

Utilidad operativa: Ingresos operativos - costos operativos - gastos de administración.

El EBITDA¹ del periodo ascendió a S/ 1,121.4 millones, creciendo en 16.7% respecto al 2021, debido a los mayores ingresos. Sin embargo, los costos operativos crecieron en una proporción mayor, por lo que el margen EBITDA se redujo a 50.4% (53.7% en el 2021).



Fuente: Enel Generación Perú

La Empresa mantiene niveles holgados de cobertura de gastos financieros, a pesar que ésta se redujo a 33.5x (196.4x al cierre del 2021). Lo anterior se debió al incremento del saldo de deuda.

La utilidad neta registrada en el periodo ascendió a S/ 726.9 millones, superior al resultado neto del ejercicio 2021 (S/ 606.3 millones) y es la mayor utilidad neta registrada por la Empresa. Este incremento se debió, principalmente, al crecimiento de los ingresos en el periodo, a los menores gastos de administración, y a los otros ingresos.

Por otro lado, el flujo de caja operativo del 2022 fue S/ 906.1 millones (S/ 579.1 millones a diciembre 2021). Dicho monto, sumado al saldo disponible de caja, permitió cubrir las inversiones en activo fijo y pago de dividendos por S/ 82.6 y 675.1 millones, respectivamente.

Así, el nivel de efectivo, a diciembre 2022, ascendió a S/ 139.8 millones (S/ 198.5 millones a diciembre 2021), monto que representaba 2.3x de los vencimientos corrientes de deuda de largo plazo.

Es importante mencionar que la Compañía tiene un sistema de gestión financiera del circulante entre las compañías del Grupo Enel en Perú, mediante la disposición de líneas de crédito *intercompany* y líneas bancarias comprometidas por US\$63 millones con bancos locales.

Cabe destacar que, gracias a la mayor generación de EBITDA, se ha logrado disminuir la deuda financiera, resultando en bajos niveles de endeudamiento, financiar parte de su CAPEX y mantener su política de dividendos. De esta forma, las medidas crediticias han mejorado, según se ve reflejado en el ratio Deuda financiera neta / EBITDA, que pasó de 3.1x, en el 2008, a 0.4x al cierre del 2022.

Estructura de capital

La deuda financiera aumentó a S/ 639.0 millones, superior a la mantenida al cierre del 2021 (S/ 287.5 millones), para cubrir una reducción de capital por S/ 647.7 millones bajo la modalidad de devolución de aportes. Cabe destacar que el 90.4% de la deuda es corriente, debido a la toma de un crédito bancario de corto plazo por US\$150.0 millones en el 2022.

Debido a este incremento, el indicador de apalancamiento (Deuda Financiera / EBITDA) fue de 0.6x, manteniéndose similar a los niveles mantenidos en periodos anteriores.

Además, debido a la reducción de capital y al mayor saldo de deuda financiera, el ratio de capitalización aumentó a 22.7% (9.8% a dic.21). Sin embargo, la empresa mantiene un ratio de deuda sobre capitalización bajo.

Del total de la deuda, el 99.7% se encuentra denominada en dólares (78.5% a diciembre 2021). Cabe destacar que los bonos corporativos representan el 6.1%; el resto se encuentra compuesto por un préstamo bancario y *leasing* operativo.

Adicionalmente, Enel Generación Perú mantiene cartas fianzas para garantizar obligaciones económicas y cumplimientos de compromisos de inversión, entre otros, por un valor total de S/ 1.9 millones y US\$0.4 millones a diciembre 2022, creciendo respecto al 2021.

En virtud de algunas obligaciones financieras², la empresa se ha comprometido a cumplir los siguientes resguardos financieros, los cuales viene cumpliendo de manera holgada.

Resguardos Financieros

Resguardo	Límite	2022	2021	2020
(Deuda Fin EneL Gx + Deuda Fin Chinango- Caja [hasta 50musd])/Patrimonio Consolidado)	< 1.5	0.2	0.03	-0.02

Fuente: Enel Generación Perú

El indicador de liquidez, al cierre del 2022, se redujo a 0.59x, por debajo al reportado en diciembre 2021 (0.98x), debido al incremento de la deuda de corto plazo. Este préstamo será cubierto con el saldo de caja que mantiene la empresa y la generación de efectivo del año. Asimismo, la Empresa

muestra una elevada capacidad de cumplir con su servicio de deuda, a partir de la generación de caja del año, de 1.8x (4.2x en el 2021).

Características de los instrumentos

A diciembre 2022, Enel Generación Perú mantenía en circulación los siguientes bonos emitidos bajo el marco del Tercer Programa de Bonos, cuyas características se resumen a continuación:

Programa	Emisión	Monto (MM)	Colocación	Vencimiento
Tercer Programa Edegel	8va. - A	\$10.00	Ene. 2008	Enero 2028

Fuente: Enel Generación

El bono emitido es *bullet* y no cuenta con garantía específicas ni orden de prelación en futuras emisiones de obligaciones.

Sexto Programa de Bonos Corporativos de Enel Generación Perú

El programa tiene una vigencia de seis años desde el momento de su inscripción.

El monto del programa es hasta por un total emitido de US\$350 millones o su equivalente en Soles, en una o más emisiones, las cuales a su vez podrán comprender una o más series. Las emisiones y series tendrán el carácter de *pari passu*, y contarán únicamente con una garantía genérica sobre el patrimonio del emisor.

Los recursos obtenidos podrían ser utilizados para reperfilarse la deuda financiera vigente, financiar inversiones y financiar las necesidades de financiación adicionales de la compañía, entre otros.

El Emisor podrá ejecutar la opción de rescate total o parcial en cualquier fecha según se especifique para cada emisión en los Contratos Complementarios respectivos y en el Aviso de Oferta respectivo. Asimismo, podrá ejecutar dicha opción en cualquiera de las situaciones especificadas por Ley.

Las características relacionadas con el plazo, el tipo de amortización, y la tasa serán establecidas en los Contratos Complementarios correspondientes.

Finalmente, es importante resaltar que para este programa no se han establecido *covenants* financieros; sin embargo, la Clasificadora considera que lo anterior no afecta a la clasificación, debido a que el historial de buen desempeño y pago oportuno de la deuda que mantiene Enel permite prever

² Resguardos del tercer y cuarto programa de bonos corporativos.

que la compañía mantendrá los niveles de solvencia y flexibilidad financiera adecuados para su clasificación de riesgo. De cualquier manera, la compañía debe cumplir con los *covenants* financieros establecidos en los otros programas de bonos que mantienen emisiones vigentes.

Si bien el programa contempla un monto de emisión de hasta US\$350 millones, las emisiones se realizarían según las necesidades que se presenten a la compañía. La Clasificadora espera que, dada la estabilidad en sus flujos de caja, el nivel de apalancamiento se mantenga por debajo de 2.5x (considerando el monto del programa en su totalidad). A la fecha de elaboración del presente informe no existían emisiones bajo el marco del Sexto Programa de Bonos Corporativos.

Acciones Comunes

El capital social de Enel Generación Perú, a diciembre 2022, está representado por 1,747'842,348 acciones comunes emitidas (2,395'569,621 acciones a diciembre 2021), cuyo valor nominal es S/ 0.88 cada una.

La Junta General Obligatoria Anual de Accionistas se desarrolló de manera no presencial el 28 de marzo del 2023; Enel Generación Perú aprobó la política de dividendos 2023, en la cual mantuvo el *payout* hasta el 100% de la utilidad distributable.

Asimismo, en caso así lo disponga la junta general de accionistas, se podrá distribuir en efectivo hasta el 100% de los resultados acumulados y/o reservas de libre disposición que tenga registrada la sociedad.

La conveniencia de la distribución, así como los importes a distribuir y su fecha definitiva de pago, en su caso, serán definidos en cada oportunidad, sobre la base de la disponibilidad de fondos, planes de inversión y el equilibrio financiero de la compañía.

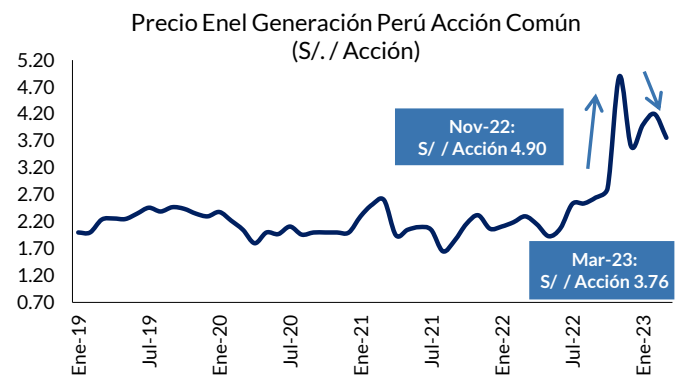
Dividendos Repartidos (Millones de soles)

	2022	2021	2020	2019
Utilidad Neta	726.9	606.3	478.7	548.6
Dividendos pagados ¹	675.1	616.4	636.7	346.7

Fuente: Enel Generación Perú

¹Se consideran los dividendos reportados en el flujo de caja

A diciembre 2022, el precio de la acción común cerró en S/ 3.60 (S/ 2.07 a diciembre 2021). Asimismo, el nivel de frecuencia de cotización a diciembre 2022 fue de 65.0%.



Fuente: BVL

Resumen Financiero - Enel Generación Perú S.A.A y Subsidiarias
 (En miles de S/)

Tipo de Cambio S/./US\$ a final del Período	3.81	4.00	3.60	3.31	3.37	3.24
	Dic-22	Dic-21	Dic-20	Dic-19	Dic-18*	Dic-17*
Rentabilidad						
EBITDA	1,121,355	960,954	813,964	884,678	808,182	714,466
Mg. EBITDA	50.4%	53.7%	52.9%	53.0%	51.3%	47.8%
FCF / Ingresos	6.7%	-14.8%	-4.4%	6.9%	-7.0%	14.9%
ROE	29.9%	21.1%	15.2%	17.5%	21.8%	15.4%
Cobertura						
EBITDA / Gastos financieros	33.5	196.4	134.7	84.4	66.4	24.8
EBITDA / Servicio de deuda	1.8	4.2	24.5	17.8	11.6	7.3
FCF / Servicio de deuda	0.3	-1.1	-1.9	2.5	-1.4	2.6
(FCF + Caja + Valores Líquidos) / Servicio de deuda	0.5	-0.3	14.9	15.0	6.3	5.4
CFO / Inversión en Activo Fijo	11.0	2.5	4.8	4.1	3.7	4.1
(EBITDA + caja) / Servicio de deuda	2.1	5.1	41.2	30.2	19.4	10.1
Estructura de capital y endeudamiento						
Deuda Ajustada Total / Capitalización Ajustada	22.7%	9.8%	8.4%	7.5%	4.8%	6.6%
Deuda financiera total / EBITDA	0.6	0.3	0.1	0.1	0.2	0.3
Deuda financiera neta / EBITDA	0.4	0.1	-0.5	-0.6	-0.5	-0.1
Costo de financiamiento estimado		2.4%	5.4%	8.1%	6.6%	8.8%
Deuda financiera CP / Deuda financiera total	90.4%	77.3%	23.8%	35.5%	38.2%	32.7%
Balance						
Activos totales	4,179,873	4,285,808	4,585,375	4,648,532	4,490,178	4,509,218
Caja e inversiones corrientes	139,776	198,518	555,622	618,923	537,520	275,642
Deuda financiera Corto Plazo	577,900	222,195	27,197	39,259	57,203	69,219
Deuda financiera Largo Plazo	61,066	65,271	87,044	71,370	92,580	142,765
Deuda financiera total	638,966	287,466	114,241	110,629	149,783	211,984
Deuda fuera de Balance	3,521	2,276	165,938	152,263	3,574	2,536
Deuda ajustada total	642,487	289,742	280,179	262,892	153,357	214,520
Patrimonio Total	2,187,588	2,668,883	3,072,071	3,232,559	3,027,502	3,037,501
Acciones preferentes + Interés minoritario	0	0	0	0	0	0
Capitalización ajustada	2,830,075	2,958,625	3,352,250	3,495,451	3,180,859	3,252,021
Patrimonio Total + Acciones preferentes e Interés Min.	2,187,588	2,668,883	3,072,071	3,232,559	3,027,502	3,037,501
Flujo de caja						
Flujo generado por las operaciones (FFO)	906,147	579,056	718,761	609,305	697,925	560,224
Variación de capital de trabajo	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja operativo (CFO)	906,147	579,056	718,761	609,305	697,925	560,224
Inversiones en Activos Fijos	-82,642	-228,052	-149,921	-147,832	-186,656	-137,282
Dividendos comunes	-675,070	-616,435	-636,703	-346,712	-622,290	-199,515
Flujo de caja libre (FCF)	148,435	-265,431	-67,863	114,761	-111,021	223,427
Ventas de Activo Fijo, Netas	0	0	0	0	0	14,313
Otras inversiones, neto	22,242	129,123	16,974	33,279	489,804	-355,152
Variación neta de deuda	385,916	186,024	-36,007	-53,667	-65,040	-215,442
Variación neta de capital	-570,000	-390,000	0	0	0	0
Otros financiamientos, netos (incluye pago de intereses)	-35,999	-44,986	-10,022	-7,154	-58,556	-14,151
Variación de caja	-49,406	-385,270	-96,918	87,219	255,187	-347,005
Resultados						
Ingresos	2,226,971	1,789,197	1,540,055	1,668,261	1,575,666	1,495,495
Variación de Ventas	24.5%	16.2%	-2.9%	5.9%	5.4%	-24.0%
Utilidad operativa (EBIT)	967,975	801,362	630,892	703,202	624,421	510,352
Gastos financieros	33,481	4,894	6,043	10,484	12,175	28,824
Resultado neto	726,946	606,256	478,672	548,578	662,415	447,233
Información y ratios sectoriales						
Generación Bruta (GWh.)	8,013.3	7,942	7,229	7,716	7,631	6,990
Participación en el COES	14.3%	15.1%	14.7%	14.6%	15.0%	14.3%

Incluye intereses activados. No se han realizado ajustes al resto de cuentas por este concepto.

EBITDA: Utilidad operativa + gastos de depreciación y amortización.

Utilidad operativa: Ingresos operativos - costos operativos - gastos de administración

Variación de capital de trabajo: Cambio en cuentas por pagar comerciales + cambio en existencias - cambio en cuentas por pagar

CFO: FFO + Variación de capital de trabajo

FCF= CFO + Inversión en activo fijo + pago de dividendos comunes

Cargos fijos= Gastos financieros + Dividendos preferentes + Arriendos

Deuda fuera de balance: Incluye fianzas, avales y arriendos anuales. Los últimos son multiplicados por el factor 6.8.

Servicio de deuda: Gastos financieros + deuda de corto plazo

Antecedentes

Emisor:	Enel Generación Perú S.A.A.
Domicilio legal:	Jirón Paseo del Bosque N° 500. San Borja. Lima, Perú
RUC:	20330791412
Teléfono:	(511) 215 6300

Relación de directores*

Marco Fragale	Presidente del Directorio
Guillermo Lozada Pozo	Vicepresidente del Directorio
Daniel Abramovich Ackerman	Director
Francisco García Calderón Portugal	Director
Karl Georg Maslo Luna	Director
Elena Conterno Martinelli	Director
Pedro Cruz Vine	Director

Relación de ejecutivos*

Rigoberto Novoa Velásquez	Gerente General
Daniel Abramovich Ackerman	Gerente de Asesoría Legal
Guillermo Lozada Pozo	Gerente de Finanzas y Gerente de Planificación y Control. (e)

Relación de accionistas (según derecho a voto)*

Enel Perú S.A.C.	83.60 %
Otros	16.40 %

(*) Nota: Información a mayo 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>
Valores que se emitan en Virtud del Tercer Programa de Bonos Corporativos Edegel (Hasta por un importe de US\$100,000,000.00)	Categoría AAA (pe)
Valores que se emitan en Virtud del Sexto Programa de Bonos Corporativos Edegel (Hasta por un importe de US\$350,000,000.00)	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.