



HUMPHREYS
CLASIFICADORA DE RIESGO

Enlasa Generación Chile S.A.

Clasificación de un Nuevo Instrumento

ANALISTAS:
Paula Acuña L.
Aldo Reyes D.
paula.acuna@humphreys.cl
aldo.reyes@humphreys.cl

FECHA
Noviembre 2024

Categoría de riesgo	
Tipo de instrumento	Categoría
Línea de bonos	AA
Tendencia	Estable
EEFF base	30 de junio 2024

Características de línea de bonos en proceso de inscripción	
Plazo	10 años
Monto máximo	UF 2.500.000
Moneda de emisión	UF o Pesos
Representante tenedores de bonos	Banco de Chile
Uso de fondos	Refinanciar pasivos, financiamiento del programa de inversiones y otros fines corporativos de la empresa. -Endeudamiento financiero neto: inferior a 1,50 veces. - <i>Negative pledge</i> : no podrá entregar garantías reales para caucionar obligaciones existentes o futuras cuando el monto total acumulado de dichas obligaciones caucionadas exceda el monto correspondiente al 10% del total de activos del emisor. -Nivel de potencia: generación mínima 220 MW. -Endeudamiento adicional: no podrá asumir nuevas obligaciones si la relación entre obligaciones financieras netas a EBITDA es mayor o igual a 5,50 veces (31 de diciembre del año de la primera escritura complementaria) y a 5,00 veces (años siguientes).
<i>Covenants</i> financieros	
Garantías	No contempla.

Estado de resultados individuales IFRS						
Miles de US\$	2019	2020	2021	2022	2023	Jun-2024
Total ingresos	25.090	19.686	64.673	90.170	46.633	20.582
Costo de ventas	-15.114	-11.146	-49.082	-74.462	-32.178	-13.342
Ganancia bruta	9.976	8.540	15.591	15.708	14.455	7.240
Gtos. de administración	-3.286	-2.878	-2.993	-2.845	-2.506	-1.446
Otros ingresos/otros gastos por función	-313	-94	-1214	693	505	-48
Resultado operacional	6.377	5.568	11.384	13.556	12.454	5.746
Gastos financieros	-1.349	-1.175	-998	-1.233	-1.547	-1.359
Resultado del ejercicio	3.447	3.463	6.976	9.127	7.793	2.739
EBITDA	10.290	9.242	16.584	18.785	17.316	8.549

Estado de situación financiera individual IFRS						
Miles de US\$	2019	2020	2021	2022	2023	Jun-2024
Activos corrientes	11.590	10.403	34.738	18.627	20.815	21.435
Activos no corrientes	102.695	98.997	100.249	109.643	129.924	128.370
Total activos	114.285	109.400	134.987	128.270	150.739	149.805

Pasivos corrientes	8.410	10.987	29.673	27.094	27.727	26.152
Pasivos no corrientes	32.106	29.369	34.067	28.747	44.944	44.753
Pasivos totales	40.516	40.356	63.740	55.841	72.671	70.905
Patrimonio	73.769	69.044	71.247	72.429	78.068	78.900
Patrimonio y pasivos	114.285	109.400	134.987	128.270	150.739	149.805
Deuda financiera	27.332	25.432	35.879	24.716	37.532	37.071

Opinión

Fundamentos de la clasificación

Enlasa Generación Chile S.A. (Enlasa Generación) tiene como objetivo operar en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), vendiendo potencia y energía renovable solar y diésel; en este último caso, con ingresos altamente variables dado que sus plantas más relevantes generan en base a petróleo diésel (entran en operación según las condiciones del mercado). La empresa cuenta con cuatro centrales térmicas en base a petróleo diésel, dos PMG solares (régimen de precios estabilizados) y gestiona 27 plantas de autogeneración. Adicionalmente, presta servicios de transmisión (a través de explotación de transformación propias) a terceros a través de su subestación San Lorenzo, comuna de Diego de Almagro y también brinda servicios complementarios al SEN.

Durante 2023, **Enlasa Generación** obtuvo ingresos por US\$ 46,6 millones, un 48,3% inferior a lo obtenido en 2022, explicado principalmente por la disminución en ventas de energía, las que representaron un 58,3%, mientras que la venta de potencia fue un 39,4% del total de ingresos. El EBITDA de la compañía fue de US\$ 17,3 millones y cerró el año con una deuda financiera de US\$ 37,5 millones. A junio de 2024, la empresa obtuvo ingresos por US\$ 20,6 millones y mantiene pasivos financieros por US\$ 37,1 millones.

La presente clasificación se enmarca en la inscripción una línea de bonos a 10 años por parte de **Enlasa Generación**, por un monto máximo de colocación de UF 2,5 millones. Los fondos provenientes de la colocación de los bonos correspondientes a la línea se destinarán a refinanciar pasivos, el financiamiento del programa de inversiones y a otros fines corporativos de la empresa. Es importante mencionar que, en la medida que se tenga claridad de los montos a colocar y el uso específico de estos, la clasificación podría ser revisada.

Dentro de las principales fortalezas que dan sustento a la clasificación de **Enlasa Generación** en "Categoría AA" se ha considerado el bajo riesgo de su modelo de negocio que, dadas las condiciones actuales del sector eléctrico, implica que la compañía es capaz de generar un EBITDA "piso" por venta de potencia del orden de US\$ 10 millones¹, que, en el caso extremo de nulas ventas de energía, le permitirían el pago de una parte importante de sus vencimientos. Adicionalmente, se valora la mayor diversificación con la entrada de sus dos centrales PMG solares a precio estabilizado y la venta de peajes de transmisión. No obstante, es relevante señalar que, la compañía se encuentra en proceso de refinanciar la deuda en el largo plazo, para nuevas inversiones y reemplazar las actuales líneas de crédito que generan descalces en el corto plazo², lo que se mitiga con un

¹ Se considera dentro del EBITDA potencia todos los gastos de administración de la empresa, no obstante, la compañía posee actualmente nuevos proyectos en operación y construcción que generarían mayores gastos, por tanto, si se considera el margen por venta de potencia este, ronda los US\$ 14 millones.

² Si no se consideran los vencimientos de 2024, dado que se renuevan constantemente con los bancos, el máximo vencimiento es el año 2026 el cuál se cubriría íntegramente con el EBITDA potencia (si para el cálculo del EBITDA solo se incluyen los gastos de administración asociados al segmento potencia), adicionalmente, se obtienen mayores holguras si se incluye como flujos estables y predecibles, el EBITDA de generación renovable a precio estabilizado.

diversificado acceso a financiamiento con la banca. Por tanto, para la mantención de la clasificación, se hace necesario que el perfil de vencimiento de la deuda financiera contemple como pagos máximos anuales montos inferiores a aquellos flujos que son relativamente predecible, como es el caso del generado, principalmente, por la venta de potencia.

Entre los flujos predecibles de la compañía y que refuerzan la clasificación de riesgo, se considera, como ya se mencionó, los ingresos por potencia, dado que la estructura de precio se determina para períodos de cuatro años y cada seis meses se indexa el precio nudo de la potencia; también se incluye las centrales sujetas al régimen de precios estabilizados que, como su nombre lo dice, tiene como objetivo reducir la fluctuación de los ingresos por venta de energía (aplicado a centrales de pequeña escala), así como los ingresos de peajes fijos.

En forma complementaria, la clasificación de riesgo incorpora la capacidad que presenta la empresa para incrementar su nivel de flujos por medio de la venta de energía a través de sus centrales de diésel en el mercado *spot*. En los hechos, desde el año 2019 hasta el segundo trimestre del 2024, el peso relativo de la venta de energía sobre el total de los ingresos ha variado entre un 18,6% a un 80,4%. Además, desde 2022, la compañía participa en la venta de servicios complementarios con sus plantas de motores, específicamente para el control de frecuencia terciaria, obteniendo buenos resultados.

Dentro del proceso de evaluación también se ha considerado que la compañía no mantiene contratos de ventas de energía por lo que no cuenta con clientes fijos predeterminados (considerando que las principales centrales, de diésel, solo son despachadas cuando el costo marginal del sistema es superior al declarado por cada central) y, por lo tanto, no presenta riesgo de incumplimiento o de variación en los costos de generación³, tal como se puede observar en otras empresas del sector.

Otro elemento positivo considerado en el análisis es la existencia de una organización con conocimiento del sector eléctrico y de seis centrales distribuidas a lo largo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Adicionalmente, se considera como un factor positivo la mayor diversificación de sus ingresos, teniendo en operación dos plantas de energía renovable con ingresos a precio estabilizado⁴, además de sus negocios de autogeneración, de transmisión y servicios complementarios.

Desde otra perspectiva, algunos aspectos restrictivos son eventuales aumentos en la capacidad instalada del SEN, cambios regulatorios y caídas en la demanda máxima de potencia que podrían influenciar negativamente en los ingresos. Con todo, se deja constancia que la deuda de la empresa, actualmente, está centrada en el mediano y corto plazo.

También la clasificación recoge como riesgos, posibles incumplimientos por parte de los operadores del SEN (dependiendo de su envergadura, el *rating* de éstos limita la clasificación de la empresa) y siniestros que pudiesen afectar las instalaciones de **Enlasa Generación** o el normal funcionamiento de las operaciones (aminorado de forma importante por seguros contratados y por la cantidad de motores con que la compañía cuenta).

La perspectiva de la clasificación es "*Estable*", por cuanto en el mediano plazo no se visualizan cambios de relevancia en los riesgos que afectan a la compañía.

En término de ESG, la empresa debe cumplir con una serie de normativas impuestas por las autoridades para la generación eléctrica en base a petróleo diésel, de esta forma, se han realizado declaraciones de impacto ambiental para dar cumplimiento a la legislación vigente, junto con seguimientos, control y fiscalización de sus

³ Aun cuando una central tenga contratado sólo su propia capacidad productiva, nunca está exenta de siniestros que la obliguen a recurrir al mercado *spot*.

⁴ Si bien aún es prematuro, podría haber ajustes en el precio estabilizado de las PMGD dado el aumento de cobertura del proyecto del subsidio eléctrico, aunque sería un efecto menor por su baja exposición.

procesos operativos. Además, según lo publicado en su memoria, cuentan con un comité de sostenibilidad, así como un código de ética, sistemas de gestión de riesgos, modelos de prevención de delitos, entre otros.

Resumen Fundamentos Clasificación

Fortalezas centrales

- Ingresos por venta de potencia con muy bajo riesgo.
- Parte relevante del pago de los pasivos financieros ligado al flujo de caja del negocio de potencia.

Fortalezas complementarias

- Probabilidad de incrementar flujos por generación de energía diésel y renovable, la prestación de servicios complementarios y transmisión.

Fortalezas de apoyo

- Entorno propicio para la venta de energía.
- Capacidad ejecutiva.
- Esfuerzos por diversificación de flujos futuros

Riesgos considerados

- Riesgo regulatorio (con baja probabilidad de manifestarse en el corto-mediano plazo).
- Riesgo pago operadores del SEN (con baja probabilidad de ocurrencia con perjuicios de difícil determinación).
- Siniestro plantas (riesgo cuyo efecto sobre el emisor es susceptible de aminorar vía seguros y de baja probabilidad de ocurrencia, dado que son 159 motores generadores y 2 turbinas).
- Fuerte exceso de oferta de potencia de suficiencia inicial (muy bajo riesgo en el mediano plazo y aminorado por las necesidades de flexibilidad del sistema), además del impacto positivo provocado por efectos de la descarbonización.

Hechos recientes

Resultados a junio 2024

En los primeros seis meses de 2024, la empresa obtuvo ingresos por US\$ 20,6 millones lo que representa una disminución del 32,7% respecto a igual semestre de 2023. A la misma fecha, los costos de venta cayeron un 42,2% con respecto a igual periodo anterior.

Por consiguiente, el margen bruto cayó un 3,5% alcanzando los US\$ 7,2 millones respecto a junio de 2023. Así, el margen bruto sobre los ingresos culminó el primer semestre del año 2024 en 35,2%.

El EBITDA de la compañía concluyó el periodo en US\$ 8,5 millones, lo que representa una disminución de 3,1%, respecto a junio de 2023. El margen EBITDA, a junio de 2024, fue de 41,5%, mientras que a junio de 2023 era de 28,9%. La deuda financiera de la empresa ascendió a US\$ 37,1 millones a junio 2024, mientras que el patrimonio alcanzó los US\$ 78,9 millones.

Resultados a diciembre 2023

La compañía obtuvo ingresos por US\$ 46,6 millones, de los cuales un 58,3% corresponde a ventas de energía, mientras que el 39,4% restante se originó por la venta de potencia.

Los ingresos por venta, en relación con el período anterior, disminuyeron en un 48,3% producto, principalmente, de la incidencia de la menor venta de energía, alcanzando los 101 GWh frente a un 228 GWh durante 2022.

Los costos de venta, en concordancia con la menor producción de energía, disminuyeron un 56,8% alcanzando los US\$ 32,2 millones, así el margen bruto, como porcentaje de los ingresos, fue de 31,0%. El EBITDA de la empresa totalizó US\$ 17,3 millones, lo que representa una caída de 7,8% respecto de 2022. La deuda financiera de la compañía finalizó en US\$ 37,5 millones con un patrimonio de US\$ 78,1 millones.

Definición de categorías de riesgo

Categoría AA

Corresponde a aquellos instrumentos que cuentan con una muy alta capacidad de pago del capital e intereses en los términos y plazos pactados, la cual no se vería afectada en forma significativa ante posibles cambios en el emisor, en la industria a que pertenece o en la economía.

Tendencia Estable

Corresponde a aquella clasificación que cuenta con una alta probabilidad que no presente variaciones a futuro.

Oportunidades y fortalezas

Suficiencia de los flujos altamente predecibles: Los flujos del emisor, por venta de potencia, son altamente predecibles y, dada las actuales condiciones del sector eléctrico, con baja exposición a bajas de relevancia en el mediano plazo. Entre 2019 y 2023, por esta línea de negocios, la empresa ha promediado un EBITDA del orden de US\$ 9,2 millones, generando US\$ 10,3 millones⁵ para diciembre 2023. Si bien posee menores holguras en determinados años respecto a sus vencimientos, actualmente la empresa cuenta con venta de energía renovable a través de sus centrales Teno Solar y Chercán Solar, con alta probabilidad de despacho en el sistema a precio estabilizado, generando flujos más estables y seguros, bajo esta misma línea se suma a la venta de transmisión a terceros a través de contrato de tipo *take or pay* por doce años.

Actualmente, el máximo vencimiento anual de la deuda es el año 2026 por un monto cercano a los US\$ 11,0 millones (sin considerar el monto del 2024 al ser líneas de crédito renovables de corto plazo), y el EBITDA de la potencia más de la venta de energía con precios estabilizados y la venta de transmisión ascendería a US\$ 13 millones en 2024, manteniéndose cierta holgura en la diferencia. En la misma línea, la compañía se encuentra en un proceso de refinanciamiento de la deuda junto con un plan de inversiones que se llevaría a cabo en los próximos períodos.

⁵ Se considera dentro del EBITDA potencia todos los gastos de administración de la empresa, entendiendo que existen otras unidades de negocio en las cuales se puedan prorratear, alcanzando así un mayor valor. Sin considerar los gastos de administración el margen del negocio de potencia ronda los US\$ 14 millones.

Venta potencial por generación: Dentro de un contexto de largo plazo es razonable esperar ingresos por este concepto, al margen que se traten de flujos esencialmente variables. Sin perjuicio de ello, en un horizonte de mediano plazo, la eventual estrechez de oferta del Sistema Eléctrico Nacional, producto de posibles sequías o eventuales fallas de centrales junto con las nuevas inversiones de proyectos solares de **Enlasa**, ofrecen una alta probabilidad de venta de energía y, por ende, de mayores flujos para **Enlasa Generación**. Entre 2019 y 2023, por esta línea de negocios, la empresa ha promediado ingresos por US\$ 32,0 millones con un EBITDA promedio de energía de US\$ 4,2 millones. A diciembre 2023, las ventas de este segmento ascendieron a US\$ 27,2 millones, mientras que, a junio 2024, el segmento presenta un acumulado de US\$ 10,3 millones. A la venta de energía se suma las ventas por servicios complementarios.

En cuanto a las últimas inversiones, se consideran entre las principales los siguientes proyectos: Teno Solar (Etapa 2 con entrada en operación en 2023), Chercán Solar con entrada en operación en finales de 2023, ampliación subestación de Central San Lorenzo y proyectos *Netbilling* (autogeneración), lo que está permitiendo a la compañía una mayor diversificación de sus ingresos.

Diversidad geográfica de plantas: **Enlasa Generación** dispone de cuatro centrales a diésel que operan en el Sistema Eléctrico Nacional, distribuidas geográficamente en las zonas centro norte y centro sur del país, situadas en Diego de Almagro (central San Lorenzo, con una capacidad instalada de 68,5 MW y potencia máxima de 61,2 MW), Coquimbo (Central El Peñón, con una capacidad instalada de 98,9 MW y potencia máxima de 81,0 MW), Teno (Central Teno, con una capacidad instalada de 70,2 MW y potencia máxima de 57,2 MW) y Puerto Montt (Central Trapén, con capacidad instalada de 98,0 MW y potencia máxima de 79,8 MW). Además, actualmente ya cuenta con sus dos centrales solares en operación con un total de capacidad instalada de 21,15 MWp y potencia máxima de 16,9 MW (situadas en Teno y Coquimbo).

Factores de riesgo

Mercado regulado: Como toda entidad que participa en una industria regulada, la sociedad está expuesta a cambios legales que pueden afectar negativamente en la rentabilidad de su negocio. Algunas atenuantes son que en materia regulatoria en Chile tienden a predominar los criterios técnicos y que las condiciones actuales del mercado eléctrico (y aquellas esperadas para los próximos años) permiten presumir que la autoridad tendrá incentivos para no debilitar las centrales de respaldo al sistema.

Riesgo crediticio sistema: Considerando que el pago por capacidad instalada es realizado por los operadores del SEN, la empresa no es inmune ante incumplimientos de alguna de las empresas que forman parte de esta (los tres principales generadores, que concentran más del 50%). Con todo, se entiende que, por la importancia del suministro eléctrico para el país, la industria debe seguir operando, contando con ciertos resguardos operativos y financieros para este tipo de casos.

Riesgo de capacidad disponible: Siempre existe la posibilidad que un eventual siniestro afecte a alguna de las plantas. No obstante, la existencia de seguros atenúa la exposición de la compañía a este riesgo y, además, el riesgo de que una planta completa salga de operación se atenúa toda vez que se dispone de 159 motores generadores y 2 turbinas de ciclo abierto.

Riesgo de aumento de la potencia de suficiencia inicial instalada: Un crecimiento mayor de la potencia de suficiencia inicial instalada, frente al crecimiento de la demanda eléctrica, podría afectar y disminuir los ingresos por potencia, ya que disminuye el factor de ajuste de demanda⁶, junto con restringir la probabilidad de

⁶ El factor de ajuste de demanda es el cociente entre la demanda y la oferta de potencia de suficiencia inicial y afecta directamente los ingresos de potencia de todas las centrales (Ingresos de potencia = Precio de Potencia * Potencia de Suficiencia Inicial*Factor de ajuste de Demanda).

generación de energía. Además, la construcción de nuevas centrales, con costos de generación más bajos, disminuiría las posibilidades de **Enlasa Generación** de despachar energía (aminorado, en parte, por sus nuevas inversiones en energía renovable), sin embargo, en caso contrario se debe considerar el efecto positivo que podría producir el actual proceso de descarbonización, el cual retira esas centrales del sistema, además de los altos precios del gas en algunos años.

A diciembre 2023, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) tiene una potencia instalada de 34.276 MW aproximadamente.

Antecedentes generales

La compañía

Enlasa Generación vende potencia, energía y servicios complementarios al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) mediante sus cuatro centrales termoeléctricas en base a petróleo diésel (Centrales San Lorenzo, El Peñón, Teno y Trapén) y sus dos centrales solares (Teno Solar y Chercán Solar) con entrada en operación en 2022 y 2023. En total, tiene una potencia nominal instalada de 356,8 MW equivalentes a 296,1 MW de potencia máxima, lo que corresponde a 0,9% de la potencia instalada en el SEN a diciembre de 2023.

Adicionalmente a lo anterior, **Enlasa Generación** posee a la fecha 27 plantas de autogeneración operando, equivalentes 8,77 MWp instalados, además se ha realizado una inversión para ampliar su subestación S/E San Lorenzo, con la cual actualmente cobran peajes de transmisión a terceros con un contrato a doce años.

La empresa es controlada, en un 99,9%, por Energía Latina. Por su parte, esta última tiene como principales propietarios, a septiembre de 2024, a:

Nombre	% de propiedad
Inversiones Mardos S.A.	23,77%
Penta Vida Cía. de Seguros de Vida S.A.	18,23%
Moneda Corredores de Bolsa Limitada	11,13%
DSMF Enlasa SpA.	11,08%

Energía Latina, desde junio 2013, es controlada en base a un pacto , donde están presentes accionistas como FS Enlasa SpA, DSMF Enlasa Spa, Penta Vida Compañía de Seguros de Vida S.A, Sociedad de Ahorro Villuco limitada, Atalco SpA y Alisios SpA, entre ellos poseen más del 50% de acciones de la sociedad y ejercen control de la sociedad actuando de forma coordinada, también poseen la atribución de elegir cuatro de los siete directores y establecer limitaciones a la libre cesibilidad de las acciones.

Estructura productiva

La sociedad cuenta con cuatro plantas generadoras a diésel, dos ubicadas en el norte del país, región de Atacama y Coquimbo, y dos en el sur, región del Maule y de Los Lagos, más dos centrales solares que a diciembre 2023 han generado 32,0 GWh. A ello se le suman 27 plantas en operación de autogeneración o *Net-Billing*, con presencia en seis regiones del país y con una capacidad de 8,77 MWp instalados.

Central	Ubicación	Capacidad Nominal Instalada	Potencia Máxima	Tecnología	Combustible	Capacidad Estanques /Autonomía Máxima	Fecha declaración comercial
San Lorenzo	Diego de Almagro	68,5 MW	61,2 MW	2 turbinas de 30 MW; 3 motores generadores de 2,5 MW; 1 motor generador de 1,0 MW.	Diesel	900 m ³ / 37 hrs.	17-09-2009, 15-01-2010 y 09-2014
El Peñón	Coquimbo	98,9 MW	81,0 MW	50 motores-generadores de 1,8 MW; 6 motores generadores de 1,15 MW; 2 motores generadores de 1 MW.	Diesel	2.000 m ³ / 100 hrs.	27-07-2009, 29-11-2009 y 09-2014
Teno	Teno	70,2 MW	57,2 MW	36 motores-generadores de 1,8 MW; 4 motores-generadores de 1,5 MW.	Diesel	800 m ³ / 64 hrs.	06-05-2009 y 01-04-2017
Teno Solar	Teno	10,42 MWp	7,8MW	Paneles bifaciales de 440/445 Wp	Solar	No aplica	18-01-2023
Cercán Solar	Coquimbo	10,73 MWp	9,1 MW	Paneles bifaciales de 655/660 Wp	Solar	No aplica	28-12-2023
Trapén	Pto. Montt	98,0 MW	79,8 MW	50 motores-generadores de 1,8 MW; 7 motores generadores de 1,14 MW	Diesel	2.000 m ³ / 117 hrs.	24-02-2009

Composición de los flujos

Enlasa Generación presenta cuatro líneas de negocios: venta de potencia, venta de energía (mercado *spot* y precios estabilizados), venta de energía a clientes finales y otros ingresos por servicios y peajes de transmisión.

Históricamente, dentro de sus líneas de negocio, ha destacado la venta de potencia con flujos estables y relativamente elevados, tanto en ingresos como en EBITDA. Sin embargo, entre 2021 y 2023, producto de las condiciones particulares del mercado, se observó un significativo incremento en la importancia relativa de la venta de energía. De esta forma, en los últimos cinco años los ingresos por potencia han representado entre el 19,5% y el 80,0% del total, en el caso del EBITDA potencia, este porcentaje ha variado entre 50,9% y 86,4%.

La venta de energía (mercado *spot* y precios estabilizados) cuenta con una participación en los ingresos que ha variado en los últimos cinco años, entre un 18,6% y un 80,2% del total y, en términos de EBITDA energía, entre 7,2% y 49,1% del total. Se observa, en comparación con el pasado, una mayor proporción de ingresos por energía, dada las condiciones de operación del SEN. Las ventas de este segmento, dado el costo de generación de las centrales diésel, requieren de precios *spot* elevados. En junio 2024, se aprecia una disminución en las ventas alcanzando los MUS\$ 10.282, comparado con los MUS\$ 20.724 obtenidos a junio 2023.

En cuanto a los ingresos por otros servicios y transmisión, esta línea de negocios presenta aún un bajo peso relativo en los ingresos totales de la empresa, pese a que se ha incrementado en los últimos años debido a las inversiones con el objetivo de aumentar la diversificación. En los hechos, a junio de 2024 alcanzó el mayor peso histórico, representando un 4,1% de los ingresos, principalmente por la venta de peajes de transmisión a terceros a través de la S/E San Lorenzo (casi la totalidad del segmento está representado por este negocio).

Por último, respecto a la venta de energía a clientes finales, segmento que comienza a operar en 2023, alcanza ventas por US\$ 420 mil a junio 2024.

En las Ilustraciones 1 y 2 se muestra la evolución del ingreso y EBITDA, respectivamente, por líneas de negocios entre los años 2019 y 2023. A junio 2024, la distribución de ingresos por potencia y energía ya no es similar a la observada los últimos años, mostrando un comportamiento más similar al previo a 2019, donde los ingresos por potencia eran de mayor importancia relativa.

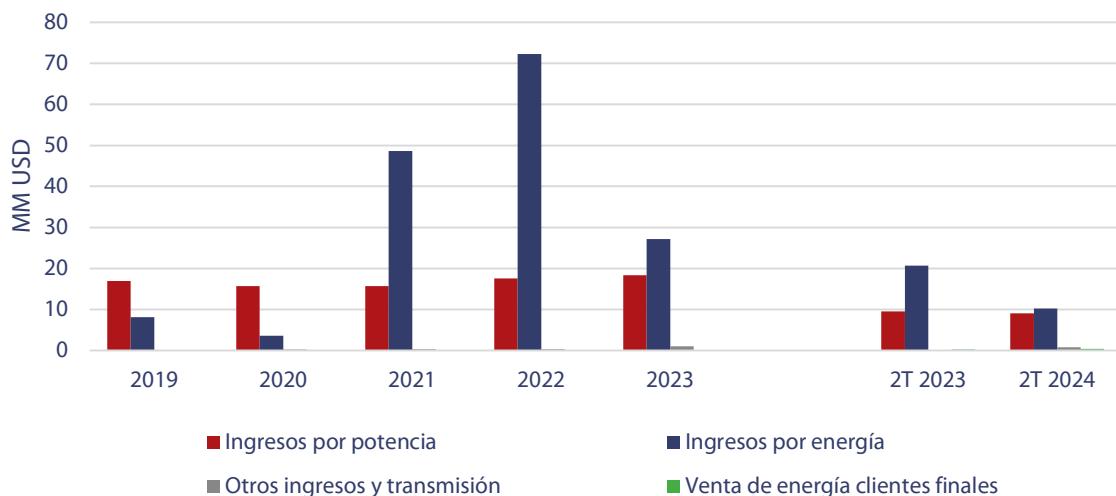


Ilustración 1: Estructura de ingresos por segmento

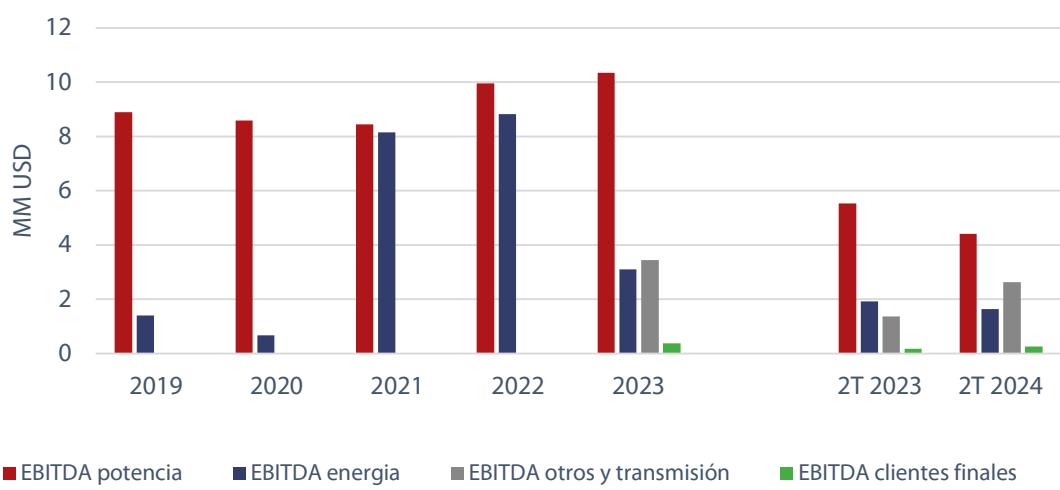


Ilustración 2: Estructura de EBITDA por segmento

Líneas de negocio

Como ya se mencionó, el emisor opera a través de cuatro líneas de negocio. A junio de 2024, los ingresos totales de **Enlaza Generación** totalizaron US\$ 20,6 millones. En términos de EBITDA total, en el mismo periodo, alcanzó US\$ 8,5 millones.

Segmento potencia

El segmento de la venta de potencia corresponde a la capacidad instalada que posee **Enlasa Generación** en el SEN; esta es pagada por los generadores del sistema, independiente de los despachos realizados por cada central. Los pagos se efectúan mensualmente y el Coordinador Eléctrico Nacional determina a qué empresas se debe facturar la potencia en función de los déficits que tengan las empresas generadoras.

El valor corresponde al precio nudo de potencia, cuya estructura es fijada por la autoridad reguladora cada cuatro años e indexado cada seis meses.

Evolución de los ingresos y EBITDA

A diciembre de 2023, la venta de potencia representa aproximadamente el 39,4% de los ingresos totales de la compañía, generando US\$ 18,4 millones (US\$ 17,6 millones a diciembre de 2022). El EBITDA de potencia a diciembre de 2023 alcanza US\$ 10,4 millones (US\$ 10,0 millones a diciembre de 2022). El margen EBITDA por potencia alcanzó un 56,4% en el año 2023.

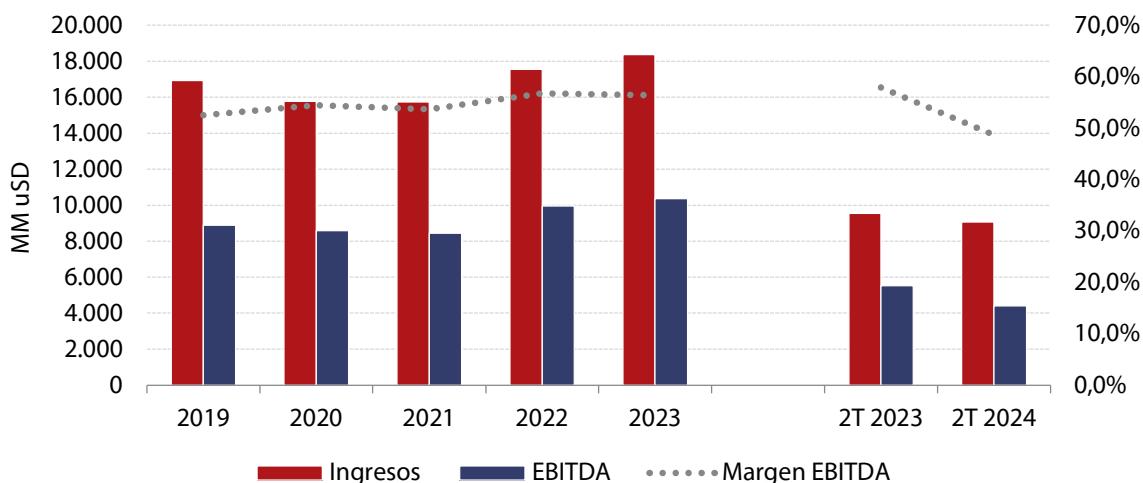


Ilustración 3: Evolución ingresos, EBITDA y Margen EBITDA potencia

Precio nudo de la potencia

La Ilustración 4 muestra la evolución del precio nudo de potencia del subsistema Diego de Almagro, Pan de Azúcar, Itahue y Puerto Montt entre los años 2019 y 2024 de forma semestral.

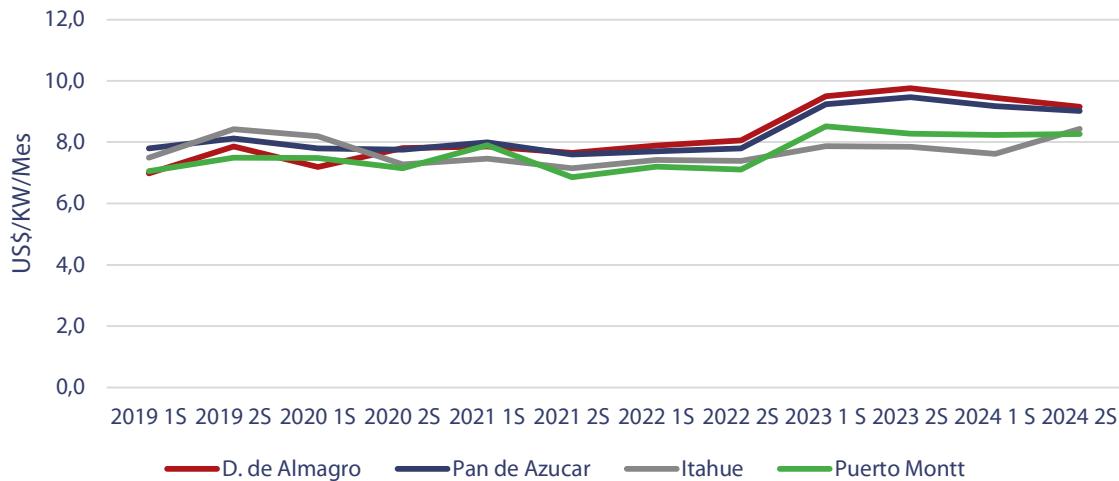


Ilustración 4: Evolución precio nudo

Segmento energía (mercado spot y precios estabilizados)

Las cuatro centrales de **Enlasa Generación**, en base a petróleo diésel, generan y venden energía cuando:

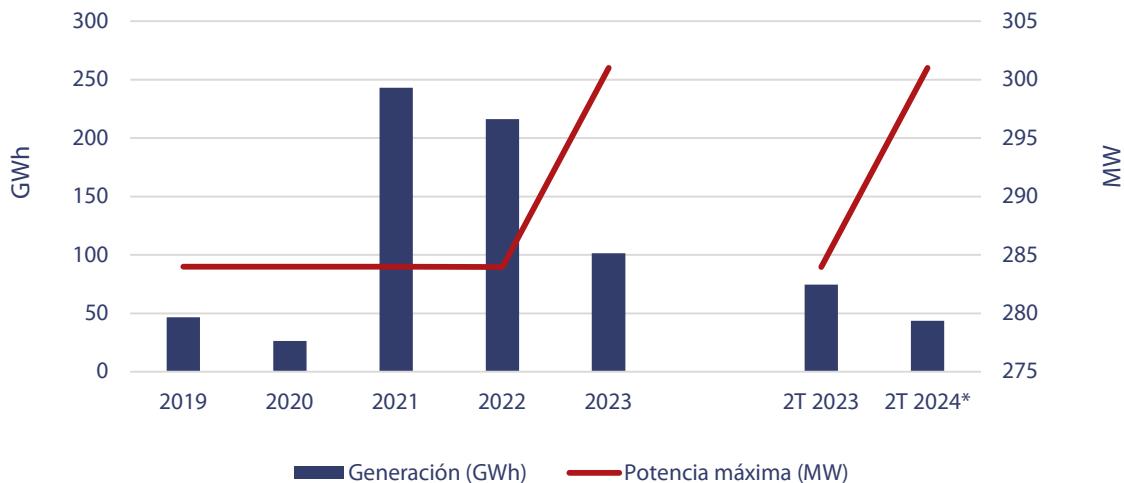
- I) Hay restricciones de oferta en el sistema eléctrico o en algún subsistema por:
 - a) Fallas o mantenciones de centrales,
 - b) Déficit de generación hidroeléctrica o
 - c) Falta de inversiones en nuevas centrales. También por horas de demanda máxima o aumentos inesperados de la demanda.
- II) Restricciones en los sistemas de transmisión.
- III) En horas de demanda máxima.
- IV) Aumentos inesperados de la demanda.
- V) En horas de disminución de generación solar durante el atardecer.

Las ventas de energía son pagadas a costo marginal del sistema, esto se determina en forma horaria por la unidad más cara en operación en el sistema o subsistema respectivo en determinada hora.

Adicionalmente, desde 2022, la compañía puso en marcha su primera central PMG Solar ubicada en Teno, llamada Teno Solar, la cual tiene una capacidad nominal instalada de 10,42 MWp con una potencia máxima de 7,8 MW. En diciembre 2023 entró en operación su segunda central fotovoltaica PMG Chercán Solar, la cual tiene una capacidad nominal instalada de 10,73 MWp con una potencia máxima de 9,1 MWp. Ambas centrales se encuentran bajo el régimen de precio estabilizado. Durante 2023 generaron 20,4 GWh.

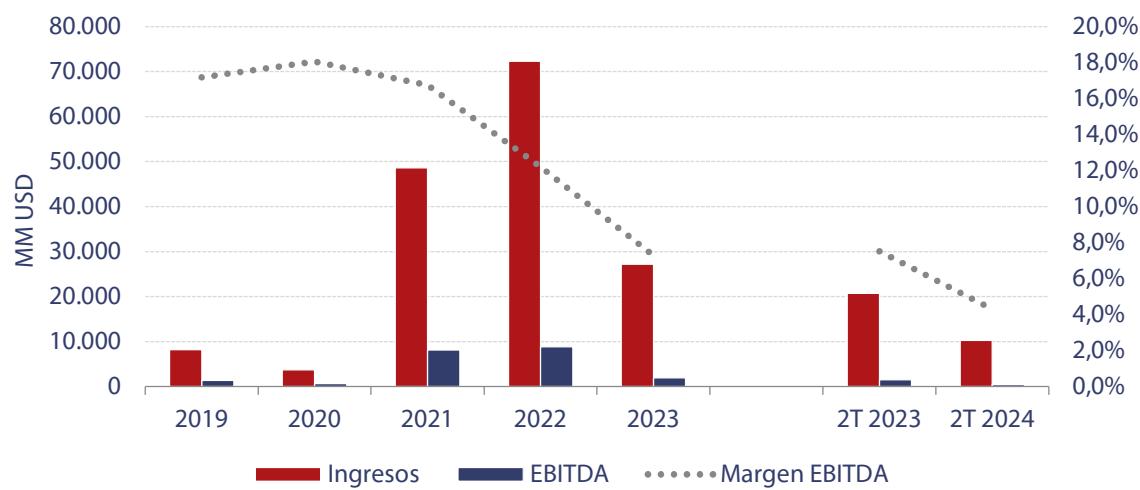
En este ítem, la sociedad no tiene contratos con empresas, por lo que no tiene clientes fijos predeterminados.

En la Ilustración 5 se presenta la evolución de las ventas físicas de la empresa y se aprecia que, a junio de 2024, existe una disminución donde se ha generado 43,8 GWh.


Ilustración 5: Evolución de las ventas físicas⁷

Evolución de los ingresos y EBITDA

Al diciembre de 2023, la venta de energía representa aproximadamente el 58,3% de los ingresos totales de la compañía, generando US\$ 27,2 millones (US\$ 72,3 millones a diciembre de 2022). El EBITDA energía presenta un comportamiento variable alcanzando para 2023 los US\$ 2,0 millones (US\$ 8,8 millones a diciembre de 2022). El margen EBITDA por energía alcanzó un 7,3% al año 2023. La caída en el EBITDA de energía se compensa, en parte, por la prestación de servicios complementarios.


Ilustración 6: Evolución Ingresos, EBITDA y Margen EBITDA Energía

⁷ La energía generada al 2T 2024* es la energía generada por diésel agregado a un estimado de energía generada solar.

Segmento venta de energía a clientes finales

El segmento de ingresos por venta de energía a clientes finales nace de los contratos comerciales de venta de energía a clientes regulados o libres en base a la generación fotovoltaica dentro de las instalaciones del consumidor (proyectos *netbilling*). De esta forma, a junio 2024, los ingresos totales de este segmento ascendieron a la suma de US\$ 420 mil.

Otros ingresos por servicio y transmisión

El segmento de otros ingresos por servicios involucra todas aquellas actividades generadoras de flujos que no tienen cabida dentro de la venta de potencia y energía de la firma. A lo largo de la historia, este segmento no ha sido incidente en los flujos totales; sin embargo, ha aumentado los últimos períodos por las inversiones en nuevos proyectos de transmisión eléctrica, teniendo un contrato con Minera Santo Domingo a doce años, alcanzando un 4,1% del total de los ingresos a junio de 2024.

Cabe señalar que la inversión fue realizada de manera conjunta con el cliente en la subestación Diego de Almagro, aportando **Enlasa** un 66% de la inversión total.

Análisis financiero⁸

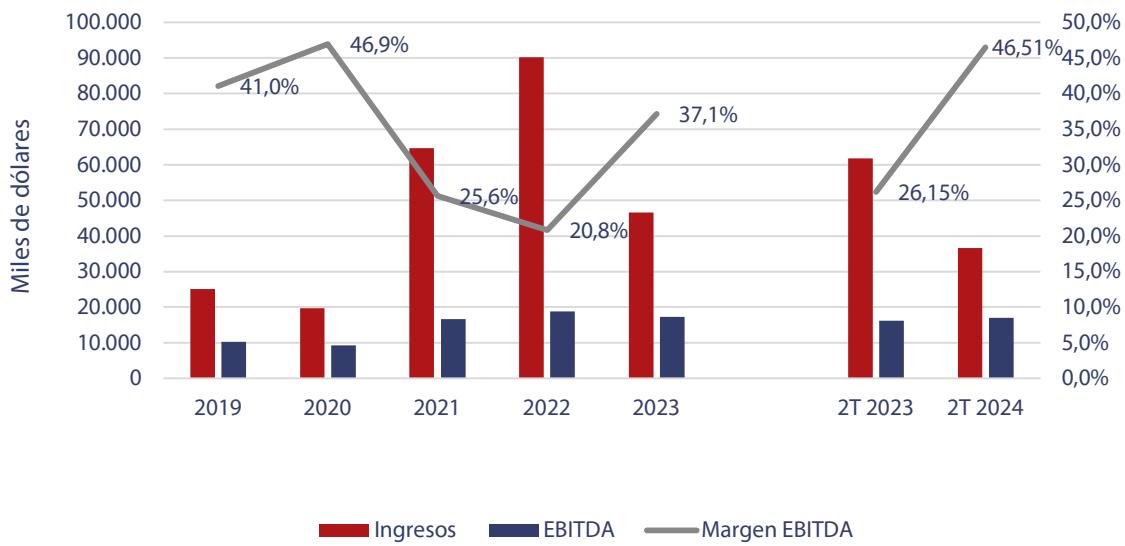
Evolución de los ingresos y EBITDA consolidados

Entre el año 2019 y el año móvil finalizado en junio de 2024, la empresa ha promediado ingresos por actividades ordinarias de US\$ 47,1 millones anuales, no obstante, este promedio se vio afectado fuertemente por mayores ventas de energía entre 2021 y 2022.

El margen EBITDA tiende a disminuir en los períodos de mayor venta de energía, tal como sucedió hasta 2023. No obstante, la generación de energía incrementa el resultado en términos absolutos y, con ello, la rentabilidad de los activos.

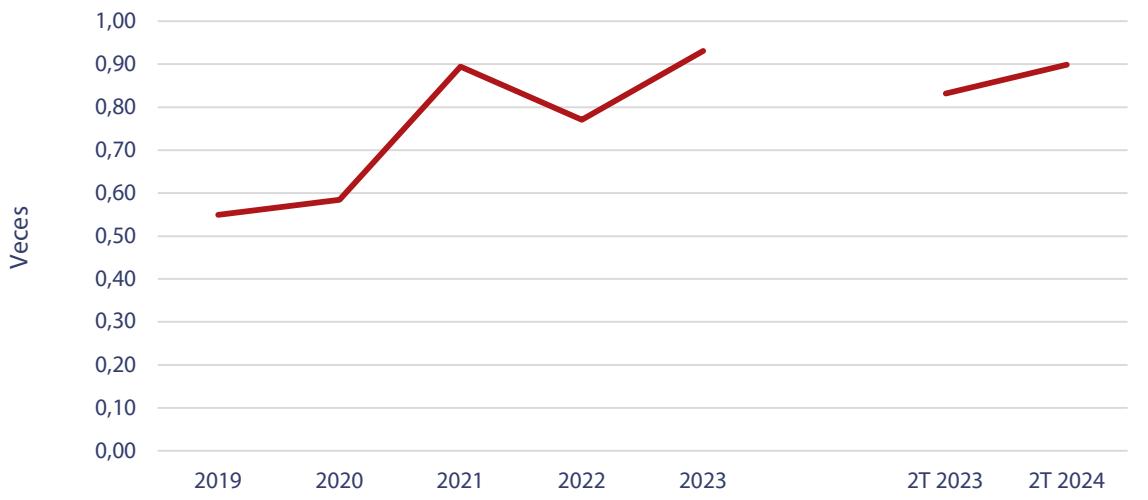
A junio de 2024 el EBITDA anualizado de la compañía ascendió a US\$ 17,0 millones, mientras que el margen EBITDA, por su parte, alcanzó un 46,5%, ratio que a diciembre de 2023 era de un 37,1%, lo anterior producto en parte por los nuevos negocios de venta de energía solar y transmisión, los cuales recién desde el 2024 habrán funcionado los doce meses del año.

⁸ Para los indicadores de flujo se ha utilizado el año móvil a junio de 2023 y junio 2024.


Ilustración 7: Evolución del margen EBITDA

Evolución del endeudamiento

El *leverage* de la empresa, medido como pasivo exigible sobre patrimonio, se ha mantenido por debajo de la unidad en todo el periodo de análisis, aunque mostrando una tendencia al alza por una mayor deuda financiera por las inversiones realizadas, pero manteniéndose en niveles controlables. El indicador a junio 2024 alcanzó las 0,90 veces.


Ilustración 8: Leverage

La deuda financiera de **Enlaza Generación** presentó una reducción entre 2019 y 2020 dado que su deuda relevante era su bono corporativo, el cual se iba reduciendo año a año una vez se pagaban las cuotas. En 2021 se tomó deuda adicional con entidades bancarias, totalizando una deuda de alrededor de US\$ 35,6 millones, manteniendo esos niveles a junio de 2024, donde alcanza US\$ 37,1 millones. Los mayores niveles de deuda

observados se deben a las nuevas inversiones de la compañía, principalmente en negocios ligados con energías renovables y transmisión de energía.

La relación deuda financiera a Flujo de Caja de Largo Plazo (FCLP⁹), que ascendía a 3,0 veces en 2019, se sitúa en 2,8 veces a junio 2024, periodo en el cual el FCLP exhibió un valor de US\$ 13,1 millones, exhibiendo una mejora en el indicador por los mayores flujos generados.

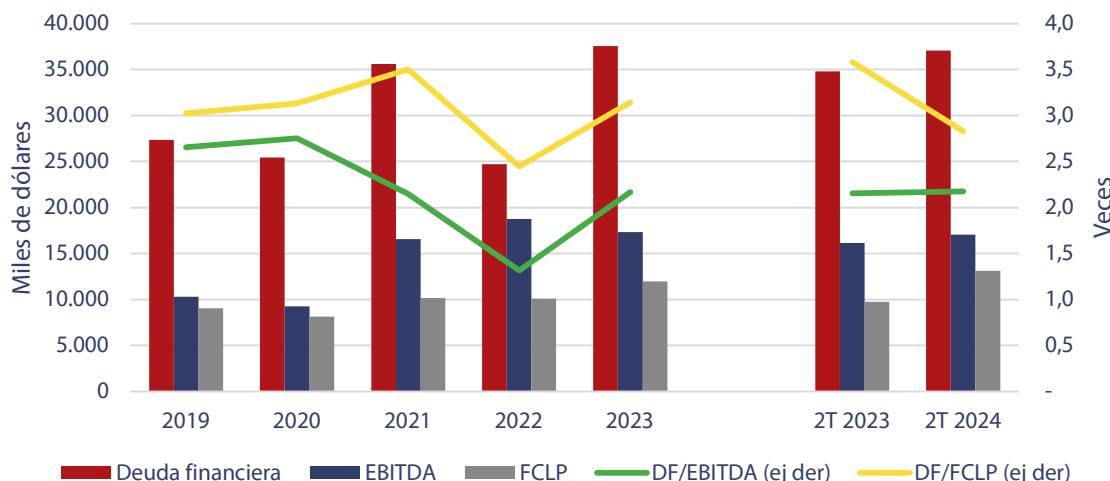


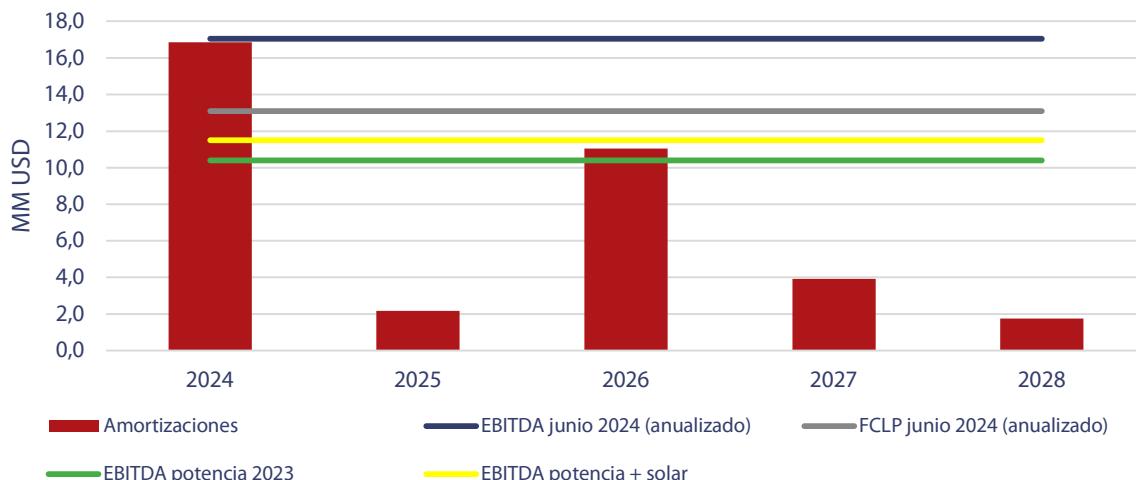
Ilustración 9: Evolución de la deuda financiera, EBITDA y FCLP

El perfil de vencimientos de la compañía a junio de 2024 se encuentra ajustado respecto al FCLP y el EBITDA potencia, considerando que a este EBITDA se le asigna la totalidad de los gastos de administración, los cuales han mostrado un aumento dadas las nuevas líneas de negocios como generación de energía renovable, *net billing* y transmisión; no obstante, de prorratear los gastos por segmento, el EBITDA potencia mostraría mayores holguras respecto a los vencimientos a partir de 2025.

Lo anterior, sumado a la venta de energía renovable, cuyos flujos son relativamente seguros y estables (dado que están bajo el régimen de precio estabilizado), provocan que se presenten holguras razonables en el pago de los compromisos financieros. Vale mencionar que estos nuevos proyectos presentan flujos al alza y que se estima potencien la holgura del calendario de vencimientos una vez se consoliden en el corto/mediano plazo (*ceteris paribus*). Adicionalmente, si se considera la venta de energía a través de *díese*/con el resto de los otros negocios complementarios el EBITDA logra cubrir la totalidad de los vencimientos.

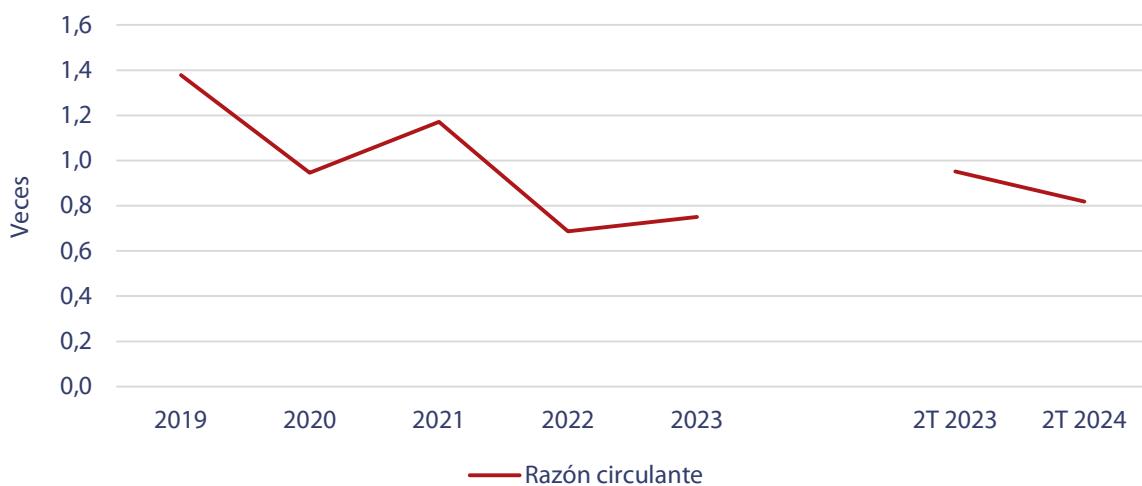
Si bien se observan limitadas holguras en el año 2024, dado que se tratan de créditos de corto plazo los cuales son renovados continuamente por las instituciones bancarias, se toma en consideración que la compañía se encuentra en un plan de refinaciamientos de sus pasivos financieros en el largo plazo situación que mejoraría el calendario de pago.

⁹ El FCLP es un indicador determinado por la clasificadora que representa el flujo de caja que debiera generar el emisor como promedio en el largo plazo, antes de dividendos e inversiones, dado su comportamiento pasado y su actual estructura de activos. Es más restrictivo que el EBITDA y no responde a los resultados de un año en particular.


Ilustración 10: Evolución del perfil de vencimiento

Evolución de la liquidez

Enlasa Generación, ha presentado ciertos niveles de deterioro en su liquidez, estando actualmente por bajo la unidad. A junio de 2024 la razón circulante alcanzó una razón de 0,82 veces, explicado, principalmente, por un aumento en otros pasivos financieros corrientes y cuentas por pagar.


Ilustración 11: Razón circulante

Evolución de la rentabilidad¹⁰

Durante la primera parte del periodo de análisis, los ratios de rentabilidad presentaron un incremento relacionado principalmente al aumento de ventas de energía. A la fecha, se presenta una normalización de estos ratios finalizando con una rentabilidad del activo de 4,4%, una rentabilidad operacional de 8,4% y una rentabilidad del patrimonio del orden del 8,3%.

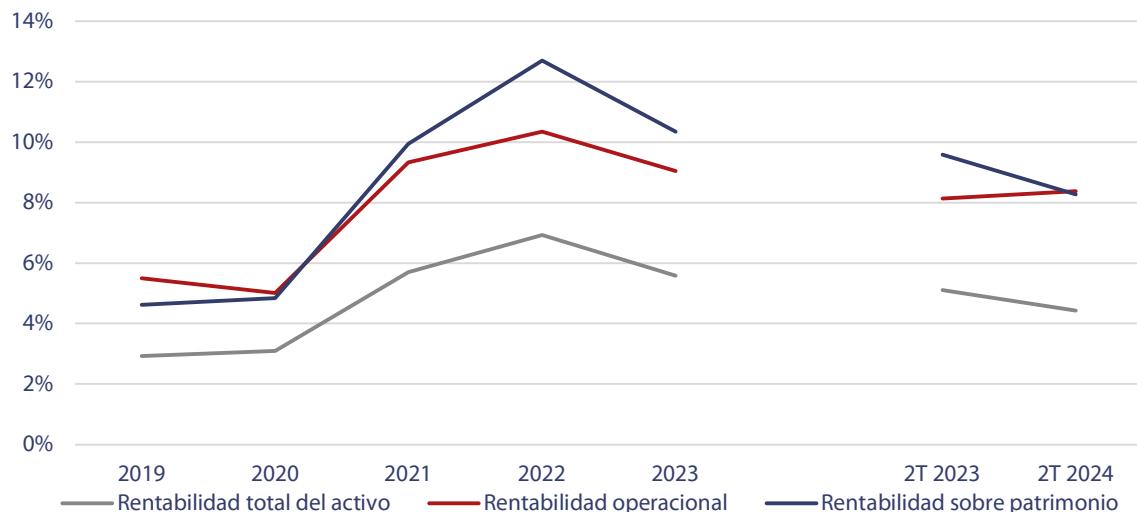


Ilustración 12: Evolución de las rentabilidades

Ratios financieros

Ratios de liquidez	2019	2020	2021	2022	2023	Jun-2024
Liquidez (veces)	2,24	2,63	1,47	1,30	1,71	2,11
Razón Circulante (veces)	1,38	0,95	1,17	0,69	0,75	0,82
Razón Circ. (s/CxC a Emp. Relac.) (veces)	1,38	0,93	1,16	0,69	0,75	0,79
Razón Ácida (veces)	1,1	0,8	1,05	0,51	0,61	0,69
Rotación de Inventarios (veces)	6,32	5,67	19,11	17,80	7,34	6,60
Promedio Días de Inventarios (días)	57,72	64,33	19,1	20,51	49,70	55,29
Rotación de Cuentas por Cobrar (veces)	11,83	4,82	3,4	9,63	5,87	4,08
Promedio Días de Cuentas por Cobrar (días)	30,84	75,7	107,46	37,92	62,15	89,38
Rotación de Cuentas por Pagar (veces)	15,18	6,82	4,72	31,86	5,41	2,60
Promedio Días de Cuentas por Pagar (días)	24,05	53,54	77,38	11,46	67,48	140,65
Diferencia de Días (días)	-6,79	-22,16	-30,08	-26,46	5,32	51,27
Ciclo Económico (días)	-64,51	-86,5	-49,18	-46,97	-44,38	-4,02

¹⁰ Rentabilidad operacional: Resultado operacional/Activos corrientes promedio + Propiedades planta y equipo promedio.

Rentabilidad del patrimonio: Ganancia (Pérdida)/Patrimonio total promedio.

Rentabilidad total del activo: Ganancia (pérdida)/ Activos totales promedio.

Ratios de endeudamiento	2019	2020	2021	2022	2023	Jun-2024
Endeudamiento (veces)	0,35	0,37	0,47	0,44	0,48	0,47
Pasivo Exigible sobre Patrimonio (veces)	0,55	0,58	0,89	0,77	0,93	0,90
Pasivo Corto Plazo a Largo Plazo (veces)	0,26	0,37	0,87	0,94	0,62	0,58
Periodo Pago de Deuda Financiera (veces)	2,66	2,75	2,15	1,32	2,17	2,18
EBITDA sobre Deuda Financiera (veces)	0,38	0,36	0,47	0,76	0,46	0,46
Porción Relativa Bancos y Bonos (%)	67,46%	63,02%	55,87%	44,26%	51,65%	52,28%
Deuda Relacionada sobre Pasivos (%)	0,01%	3,38%	3,49%	12,30%	6,77%	1,00%
Veces que se gana el Interés (veces)	3,59	3,99	9,61	10,23	6,78	4,06

Ratios de rentabilidad	2019	2020	2021	2022	2023	Jun-2024
Margen Bruto (%)	39,76%	43,38%	24,11%	17,42%	31,00%	38,75%
Margen Neto (%)	13,74%	17,59%	10,79%	10,12%	16,71%	17,52%
Rotación del Activo (%)	21,95%	17,99%	47,91%	70,30%	30,94%	24,45%
Rentabilidad Total del Activo (%) *	2,95%	3,14%	5,91%	7,44%	5,96%	4,84%
Rentabilidad Total del Activo (%)	2,92%	3,10%	5,71%	6,93%	5,59%	4,43%
Inversión de Capital (%)	137,31%	143,32%	140,16%	150,09%	163,16%	160,45%
Ingresos por Capital de Trabajo (veces)	7,89	-33,71	12,77	-10,65	-6,75	-7,7
Rentabilidad Operacional (%)	5,50%	5,01%	9,33%	10,35%	9,04%	8,39%
Rentabilidad Sobre Patrimonio (%)	4,62%	4,85%	9,95%	12,70%	10,36%	8,27%
Cto. de Exp. sobre Ing. de Exp. (dep. dsctada.) (%)	44,64%	37,96%	67,85%	76,78%	58,58%	47,30%
Cto. de Exp. sobre Ing. de Exp. (dep. sin dsctar.) (%)	60,24%	56,62%	75,89%	82,58%	69,00%	61,25%
Gtos. Adm. y Vta. sobre Ing. de Exp. (%)	13,10%	14,62%	4,63%	3,16%	5,37%	7,45%
ROCE (Return Over Capital Employed) (%)	8,54%	7,80%	16,23%	18,87%	16,55%	15,37%
E.B.I.T.D.A. a Ingresos (%)	41,01%	46,95%	25,64%	20,83%	37,13%	46,51%

Otros indicadores	2019	2020	2021	2022	2023	Jun-2024
Ctas. X Cob. Emp. Relac. sobre Patrimonio (%)	0,02%	0,21%	0,35%	0,00%	0,04%	0,96%
Terrenos sobre Pasivos Totales (%)	3,42%	3,44%	2,18%	2,48%	1,91%	1,96%
Invers. Valor Patrim. Proporción sobre Activos (%)	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Capital sobre Patrimonio (%)	89,46%	95,69%	92,73%	91,22%	84,63%	83,74%

"La opinión de las entidades clasificadoras no constituye en ningún caso una recomendación para comprar, vender o mantener un determinado instrumento. El análisis no es el resultado de una auditoría practicada al emisor, sino que se basa en información que éste ha hecho pública o ha remitido a la Comisión para el Mercado Financiero y en aquella que ha sido aportada voluntariamente por el emisor, no siendo responsabilidad de la firma evaluadora la verificación de la autenticidad de la misma."