



ACCIÓN DE RATING

3 de septiembre, 2025

Reseña anual de clasificación

RATINGS

Enlasa Generación Chile S.A.

Solvencia	AA
Bonos	AA
Tendencia	Estable
Estados Financieros	1Q - 2025

METODOLOGÍAS

[Metodología general de clasificación de empresas](#)

CONTACTOS

Francisco Loyola Gerente de Clasificación floyola@icrchile.cl	+56 2 2896 8205
Fernando Villa Director Senior fvilla@icrchile.cl	+56 2 2896 8207
Makarenna Galvez Directora Senior mgalvez@icrchile.cl	+56 2 2896 8210
Anaid Durán Analista aduran@icrchile.cl	+56 2 2896 8200

Enlasa Generación Chile S.A.

Informe de clasificación de riesgo anual

ICR ratifica en categoría AA con tendencia estable, la solvencia y bonos de Enlasa Generación Chile S.A. (Enlasa Generación o Enlasa). La clasificación se sustenta en nuestra positiva evaluación del riesgo del modelo de negocios de la empresa, cuya estrategia continúa focalizándose en la comercialización de potencia en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), actividad que ha demostrado generar ingresos estables y predecibles. Adicionalmente, la mayor diversificación de fuentes de ingresos, a través de plantas de generación solar PMG acogidas al antiguo régimen de precios estabilizados, y los ingresos por peaje de transmisión de la subestación San Lorenzo, refuerzan la estabilidad operativa y financiera de la empresa.

Dentro de su plan de crecimiento, la compañía trabaja en el desarrollo de cuatro sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS), aprovechando sus puntos de conexión al SEN para cargar energía en horas de baja demanda y liberarla en momentos de mayor consumo, capitalizando el diferencial de precios entre bloques horarios. Esta iniciativa le permitiría optimizar márgenes, incrementar su competitividad y le otorgaría mayor adaptación a un mercado energético dinámico. En general, los proyectos se desarrollarían entre los años 2025 y 2028, siendo BESS Mirlo la primera unidad en iniciar su construcción y puesta en marcha, consistente con su menor grado de complejidad en términos de permisos y proceso de construcción, principalmente. De acuerdo con las expectativas de la administración, se proyecta el inicio de operaciones comerciales hacia fines de 2026, contribuyendo con un margen de almacenamiento cercano US\$ 1,7 millones anuales en 2027. Posteriormente, se espera que el proyecto BESS Guayacanes inicie sus operaciones durante el primer trimestre de 2028, en tanto que en 2029 se incorporarían las unidades BESS Vizcacha y Chungará, sistemas que fortalecerían el margen de almacenamiento hasta US\$ 22,4 millones en dicho año. La construcción de los proyectos BESS de la compañía se enmarcan en una estrategia sólida de comercialización de energía (cierre de contratos PPA), con el objetivo de estabilizar los márgenes del negocio de almacenamiento, y de entregar un suministro de energía competitivo y confiable para sus clientes, basado en la vasta experiencia de Enlasa en el mercado eléctrico. De cumplirse estas expectativas, el EBITDA proyectado de Enlasa Generación para 2030 aumentaría a rangos cercanos a US\$ 34 millones.

Respecto al financiamiento de los proyectos, inicialmente la administración considera el uso de líneas de corto plazo y préstamos puente de manera gradual y en línea con el cronograma de los proyectos. Luego, en una segunda etapa, la administración refinanciaría sus pasivos a través de la emisión de bonos. En general, Enlasa Generación recurrió al uso de créditos puente para financiar los proyectos PMG que componen su portafolio, logrando sostener su crecimiento sin comprometer significativamente su perfil de riesgo.

Asimismo, las proyecciones de la administración apuntan a sostener una relación entre pasivos financieros/patrimonio inferior a 1,0 veces, a través de inyecciones de capital. De acuerdo con información financiera de marzo, el endeudamiento financiero neto se mantuvo dentro de rangos históricos, registrando 0,31 veces (0,33 veces en diciembre de 2024).

Por su parte, el indicador de deuda financiera neta/EBITDA se ubicó en 1,84 veces, mientras que la cobertura sobre gastos financieros netos alcanzó 5,97 veces, exhibiendo, en ambos casos, una trayectoria adecuada a la clasificación de riesgo asignada, en línea con su comportamiento histórico.

Si bien la eventual ejecución del plan de inversiones presionaría al alza los niveles de CAPEX y, en consecuencia, el stock de obligaciones financieras, sus indicadores crediticios se posicionarían en rangos cercanos a los exhibidos en 2015. No obstante, un aumento inorgánico en el stock de deuda, así como eventuales desviaciones en la ejecución del plan de inversiones (ya sea en términos de plazos, montos de CAPEX o condiciones de financiamiento) podrían modificar la evolución esperada de los indicadores y requerir nuevos análisis en la evaluación de riesgo.

Fortalezas crediticias

- Proceso de tarificación de potencia propicia escenarios favorables para la generación de flujos de caja de la sociedad.
- Régimen de precio estabilizado para proyectos PMG aporta certidumbre a los ingresos.
- Flujos estables asociados a venta de peajes de transmisión, respaldados por contratos de largo plazo.
- Estrategia de financiamiento que considera estructurar deuda en función de la maduración de activos, reduciendo el riesgo de descalce entre flujos y obligaciones.

Amenazas crediticias

- Exposición a la variabilidad del recurso en proyectos solares.
- Posible presión sobre los indicadores financieros durante la ejecución del plan de inversiones y eventuales desajustes en la generación de EBITDA de las nuevas inversiones.

Perspectivas de clasificación

La tendencia Estable asignada a Enlasa Generación refleja que, en los próximos 12-18 meses, la sociedad mantendría una situación financiera adecuada, incluso considerando el desarrollo del proyecto BESS Mirlo. No obstante, eventuales desviaciones del impacto financiero en la ejecución del plan de inversiones o en los resultados operacionales podrían gatillar cambios en la clasificación.

DIRECTORIO

Fernando del Sol Guzmán	Presidente
Gonzalo Pávez Aro	Director
Ana María Yuri Castellón	Director
Marco Comparini Fontecilla	Director
Felipe Bertín Puga	Director
Rodrigo Mora Labra	Director
Jorge Brahm Barril	Director

Fuente: CMF

PRINCIPALES EJECUTIVOS

Matías Steinacker	Gerente General
Fernando Montaño	Gerente de Operaciones
Rafael Charún	Gerente de Administración y Finanzas
Francisco Suárez	Gerente de Sistemas de Información
Segundo Díaz	Subgerente de Contabilidad
Loreto Lagos	Subgerente de Sostenibilidad
Cristóbal Valenzuela	Gerente legal

Fuente: CMF

DISTRIBUCIÓN DE CENTRALES

Central	Ubicación	Potencia instalada
San Lorenzo	Atacama	68,5 MW
El Peñón	Coquimbo	98,9 MW
Teno	Maule	70,2 MW
Trapén	Los Lagos	98,0 MW
Teno Solar	Maule	10,4 MW
Chercán Solar	Coquimbo	10,6 MW

Fuente: La compañía

Perfil de la Empresa

Enlasa Generación Chile S.A. es una empresa de generación de energía eléctrica, que vende potencia y energía al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en el mercado spot, a través de seis centrales: cuatro termoeléctricas convencionales en base a petróleo diésel y dos centrales PMG solares, ubicadas a lo largo de Chile. Posee un total de 346 MW instalados en el SEN e ingresos por una potencia máxima de 280, MW en centrales convencionales en base a petróleo diésel y 17 MW en las dos centrales PMGs solares.

Su negocio se orienta a la venta de potencia a otras generadoras del sistema eléctrico nacional, por lo que no opera bajo la modalidad de contratos de suministro, e inyecta energía al mercado spot sólo cuando los costos marginales en los puntos de conexión superan o son iguales al costo variable de generación de sus respectivas centrales o sus centrales son requeridas por seguridad del sistema interconectado.

Las centrales generan y venden energía con mayor probabilidad cuando:

- (i) hay restricciones de oferta en el sistema eléctrico o en algún subsistema por: fallas o mantenciones de centrales, por déficit de generación hidroeléctrica, o por falta de inversión en nuevas centrales;
- (ii) hay restricciones en los sistemas de transmisión, como consecuencia, por ejemplo, de retrasos en la construcción de nuevas líneas;
- (iii) en horas de demanda máxima;
- (iv) hay aumentos inesperados en la demanda; o
- (v) en horas de disminución de generación solar durante el atardecer.

Dicha estrategia permite que la compañía no incurra en riesgo de actividades spot de energía. Además, a partir del año 2022, Enlasa participa en la venta de servicios complementarios, específicamente para el control de frecuencia terciario, con buenos resultados, que complementan sus ingresos de ventas de energía, representando en 2024 cerca del 13% de su margen total.

Ese mismo año, la compañía diversificó sus ingresos con proyectos solares, Teno Solar y Chercán Solar (este último en operación desde 2023), los que inyectan a precio estabilizado (régimen antiguo, sin banda horaria). A esto se le sumó la expansión de la subestación San Lorenzo, donde un tercero utiliza su capacidad de transmisión y cuenta con un contrato de venta de peajes por doce años.

Finalmente, dentro de su actual plan de inversiones se encuentra el desarrollo de proyectos de almacenamiento de energía en baterías (BESS), aprovechando sus puntos de conexión al SEN con capacidad disponible, además de la disponibilidad de terrenos, lo que les permitirá aprovechar el diferencial de precios que se genera en el sistema durante los distintos bloques horarios, incrementando las fuentes de generación de ingresos.

La compañía es filial de Energía Latina S.A., que posee un 99,9% de participación en su propiedad. A su vez, Energía Latina S.A. es controlada mediante un pacto de accionistas conformado por FS Enlasa SpA, DSMF Enlasa SpA, Sociedad de Ahorro Villuco Ltda., Atacalco SpA, Alisios SpA y Penta Vida Compañía de Seguros de Vida S.A., los cuales en conjunto poseen más del 50% de las acciones y han acordado ejercer control conjunto sobre la sociedad.

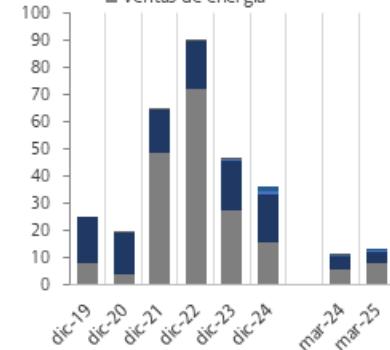
Industria Eléctrica

Favorables procesos de tarificación para la comercialización de potencia. Despachos de energía expuestos a volatilidad de costos marginales

Ingresos por venta de energía se incrementan en 2025 debido a una mayor generación diésel a raíz del evento en transmisión ocurrido en febrero 2025, *black-out*

Evolución ingresos ordinarios (MMUS\$)

- Otros ingresos por servicios
- Peaje transmisión
- Venta autogeneración
- Ventas de potencia
- Ventas de energía

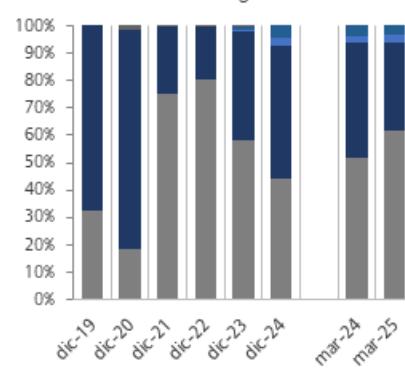


Fuente: CMF, información EEFF

A partir de 2023 se observa una mayor diversificación de ingresos, sin embargo, en abril de 2025 la compañía concretó la enajenación de su línea de autogeneración, evento que no modifica su perfil de riesgo. Por su parte, las ventas de potencia mantienen su rol predominante sobre resultados

Evolución ingresos ordinarios (MMUS\$) en términos de participación (%)

- Otros ingresos por servicios
- Peaje transmisión
- Venta autogeneración
- Ventas de potencia
- Ventas de energía



Fuente: CMF, información EEFF

El sector eléctrico chileno contempla actividades de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, reguladas y fiscalizadas por organismos estatales. Desde 2017 existe un único sistema eléctrico nacional (SEN), que abarca desde Arica hasta Chiloé.

Enlasa Generación Chile S.A. se dedica principalmente a la venta de potencia y la generación eléctrica de respaldo, siendo esta última una actividad caracterizada por la libre participación, salvo para la construcción y operación de centrales hidroeléctricas.

Ventas por potencia, energía, peajes y servicios

Las empresas dedicadas a la generación de energía obtienen ingresos por potencia, venta de energía y venta de servicios complementarios para control de frecuencia. Respecto a Enlasa Generación S.A. su estrategia de negocios es: (i) la venta de potencia, la que se le paga por poner capacidad (instalada) a disposición del sistema, (ii) actuar como generador de energía diésel con sus centrales en base a petróleo diésel y solares, percibiendo por esto ingresos de energía, y (iii) prestar servicios complementarios de control de frecuencia terciaria.

La potencia de suficiencia final es la máxima potencia que el generador es capaz de inyectar, sujeto a su indisponibilidad probable ponderada por el factor de ajuste a la demanda. El Coordinador Eléctrico Nacional es quien calcula esta potencia. Para centrales térmicas, la potencia máxima se determina marcando la potencia durante cinco horas continuas.

En marzo de 2016, entró en vigor una metodología de cálculo para la determinación de las transferencias de potencia entre empresas generadoras, complementado por la “Norma Técnica de Transferencias de Potencia entre empresas generadoras” del 28 de enero de 2016, y al procedimiento del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) denominado “Metodología de cálculo de la potencia de suficiencia” del año 2016.

En forma adicional a su negocio histórico de generación diésel, Enlasa actualmente opera dos proyectos de generación solar, Teno Solar y Chercán Solar, los que se encuentran inyectando energía a precio estabilizado (régimen antiguo) desde enero de 2022 y diciembre de 2023, respectivamente. Chercán Solar cuenta con una capacidad instalada de 10,6 MW, mientras que Teno Solar cuenta con 10,4 MW. Al ser PMG, cuentan con un precio regulado hasta 2034, y no sufren limitación por congestión de las líneas de transmisión.

Durante el 2024, Enlasa empezó a recibir ingresos por peajes de transmisión, gracias a la inversión que hizo en la subestación de San Lorenzo para Minera Santo Domingo, ligada al grupo Capstone Copper. Esta inversión permite a Enlasa contar, con una capacidad de conexión adicional en la subestación para nuevos proyectos.

Adicionalmente, la sociedad mantiene una cartera de proyectos de almacenamiento en desarrollo, lo que le permitirá capturar el diferencial de costos marginales que se produce durante los distintos bloques horarios, cargando las baterías en bloque diurno con energías renovables (principalmente solares), permitiéndole inyectar energía durante la noche, compitiendo principalmente con centrales hidroeléctricas y termoeléctricas.

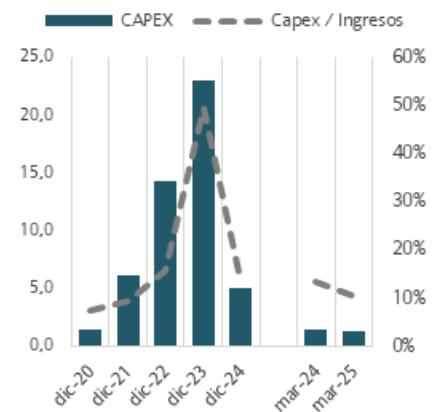
Clasificación de riesgo del negocio: AA

Operación diversificada geográficamente, a través de cuatro centrales de generación termoeléctrica a base de petróleo diésel y dos centrales solares PMG

La operación de Enlasa Generación se desarrolla a través de seis centrales de generación eléctrica, ubicadas en distintos puntos a lo largo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), lo que permite diversificar riesgos operacionales, de precios y de transmisión. Cuatro de las

Tras desaceleración en 2024 y 2025, el CAPEX proyectado para 2026 superaría el *peak* de 2023 (donde se invirtió en los proyectos solares y la Subestación San Lorenzo), en línea con su plan de inversiones en sistemas BESS

Evolución CAPEX (MMUSD) y CAPEX sobre ingresos de explotación (%)



Fuente: CMF, información EEFF

A marzo de 2025 cae el resultado operacional por mayores costos de venta, mientras que la utilidad aumenta por mayores ingresos por diferencias de cambio y menores gastos financieros

Evolución Resultado operacional (MMUSD) y resultado del ejercicio (MMUSD)



Fuente: CMF, información EEFF

centrales utilizan tecnología en base a petróleo diésel y concentran sus actividades en la venta de potencia al SEN, a un precio determinado semestralmente por la Comisión Nacional de Energía (abril y octubre).

De acuerdo con datos entregados por la compañía, a junio de 2025 se registró un *peak* en los niveles de generación de las centrales, totalizando 58,7 GWh, comparativamente mayor en 33,7% respecto a la energía generada durante el año 2024, impulsado, entre otros factores, por contingencias en el sistema eléctrico, como el gran apagón de febrero de 2025, y múltiples líneas y transformadores fuera de servicio en distintas zonas. La dispersión geográfica de sus centrales, localizadas en el norte, centro y sur del país, le permite responder eficazmente ante cortes y desequilibrios del sistema, capturando oportunidades de despacho de emergencia y estabilizando su posición operativa.

Respecto a las unidades solares, actualmente inyectan energía al sistema a precio estabilizado (régimen antiguo de precio fijo). Estas centrales han mostrado un nivel de generación estable, alcanzando 35,6 GWh en 2024 y 17,0 GWh acumulados a junio de 2025. Sin embargo, sus márgenes se estrecharon, pasando de US\$ 2,4 millones en 2024 a US\$ 967 mil en junio de 2025, lo que se explica principalmente por la baja en el precio estabilizado y una menor generación en Teno Solar atribuible a factores externos (robo de infraestructura y condiciones adversas de operación, a nivel de acumulación de residuos).

En ambos casos, destacamos la estabilidad que estos segmentos otorgan a la capacidad de generar flujos de la sociedad, dado que se trata de tarifas reguladas a través de un proceso de tarificación público, al igual que el régimen de precio estabilizado al que están acogidos sus proyectos de generación solar.

Respecto a la enajenación de los servicios de autogeneración durante abril de 2025, opinamos que no modifican el perfil de riesgo de Enlasa Generación, dada su acotada contribución al margen y limitado *track record*.

Modelo de negocios, adecuada estructura de costos, y baja dependencia de proveedores críticos, permiten a la compañía mantener flujos positivos y estables

La compañía ha mantenido un adecuado manejo de sus costos fijos, lo que le permite generar flujos suficientes para cubrir sus obligaciones financieras.

En nuestra opinión, la estructura de costos de las operaciones asociadas a la potencia, permiten a la compañía mantener una capacidad de generación de flujos estable, característica que muestra una trayectoria de largo plazo.

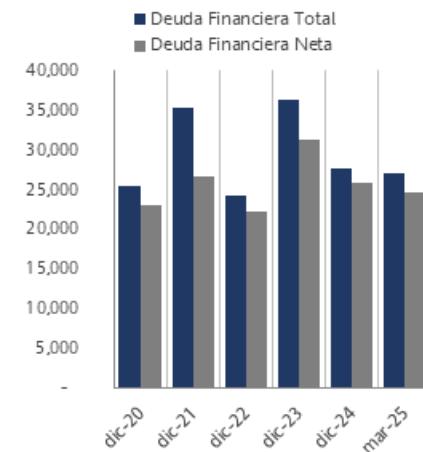
Respecto a este último punto, la incorporación de los proyectos de almacenamiento no debiera afectar negativamente el riesgo del negocio de la empresa, ya que principalmente le permitiría optimización operativa y una mejora en su competitividad en el mercado energético. No obstante, reconocemos que aún existe incertidumbre respecto la operación de baterías en el sistema y la regulación asociada, siendo la operación del proyecto Mirlo (primera unidad en desarrollarse) un hito clave para evaluar su desempeño en la práctica. Adicionalmente, destacamos que gran parte de estos proyectos se instalarán en terrenos propios de la compañía donde cuenta con puntos de conexión al SEN, lo que favorecería su implementación sin generar mayores costos adicionales o desviaciones significativas en el cumplimiento de hitos constructivos.

Plan de inversiones enfocado en la optimización de la gestión de energía. Actualmente considera la adquisición y desarrollo de proyectos de almacenamiento de energía en baterías

La empresa genera energía solo cuando puede hacerlo a un costo competitivo. La mayoría de sus centrales de generación tienen costos variables elevados en comparación

Deuda financiera aumenta durante 2023 debido a que se recurre a financiamiento de corto plazo para inversiones (plantas solares y subestación). Posteriormente sigue una tendencia decreciente debido al pago de préstamos

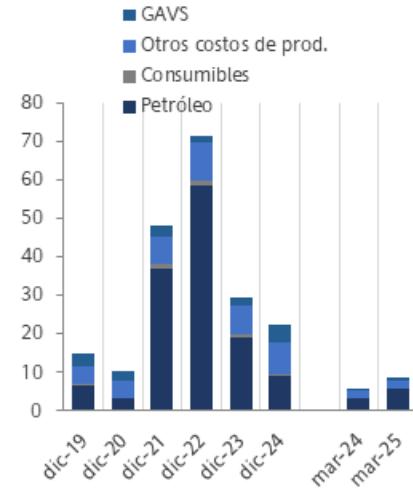
Evolución Deuda financiera (MMUS\$)



Fuente: CMF, información EEFF

A marzo de 2025 los costos se incrementan por una mayor generación de energía diésel y el uso de petróleo

Apertura de costos (MMUS\$)



Fuente: CMF, información EEFF

con otras tecnologías, lo que se traduce en un bajo factor de planta. Esto, a su vez, disminuye los requerimientos de CAPEX¹, particularmente en lo relativo a la operación de motores.

Al cierre de 2022, el CAPEX de la compañía alcanzó US\$ 14,2 millones, lo que representó un aumento de 131% respecto a 2021, impulsado principalmente por la construcción de su primera planta fotovoltaica, Teno Solar. De manera similar, durante 2023, el CAPEX ascendió a US\$ 22,9 millones, asociado a la puesta en marcha del PMG Chercán Solar y la ampliación de la subestación San Lorenzo, de la que obtiene ingresos por servicios de transmisión a terceros, los que contribuyen a aportar estabilidad (la subestación cuenta con un contrato firmado por 12 años con un tercero del tipo *take or pay*, con un precio fijo) rentabilizando los activos ya existentes. Cabe destacar que este nivel de inversión fue uno de los más altos registrados en los últimos años, lo que demuestra la capacidad de la compañía para ejecutar proyectos de magnitud relevante, entregando cierta confianza respecto a su habilidad de materializar los planes de inversión futuros de mayor escala.

Además, entre 2022 y 2023, la compañía también desarrolló proyectos de autogeneración para clientes finales, los cuales fueron vendidos en abril de 2025 como parte de la decisión de desinvertir en esta línea de negocio.

En 2024, el CAPEX se redujo a US\$ 5 millones, concentrado en labores de mantenimiento del negocio térmico, mientras que a marzo de 2025 el desembolso acumulado fue de US\$ 1,3 millones. Para el cierre de 2025, se proyectan inversiones por US\$ 4,2 millones, incluyendo la prueba de potencia que se realiza cada cinco años, además de una inversión en almacenamiento por US\$ 4,1 millones, correspondiente a etapas preliminares del proyecto BESS Mirlo, que cuenta con todos los permisos aprobados y prevé iniciar operación comercial a finales del segundo trimestre de 2026.

De acuerdo con los antecedentes proporcionados por la empresa, el plan de almacenamiento contempla cuatro proyectos BESS, que ampliarían la capacidad de la compañía en unos 216,4 MW, inversión que bordearía los US\$ 185 millones y se ejecutaría en un plazo de cinco años, destacando que los mayores desembolsos se concretarían entre 2027 y 2028.

Evaluación de la fortaleza financiera: Adeuada

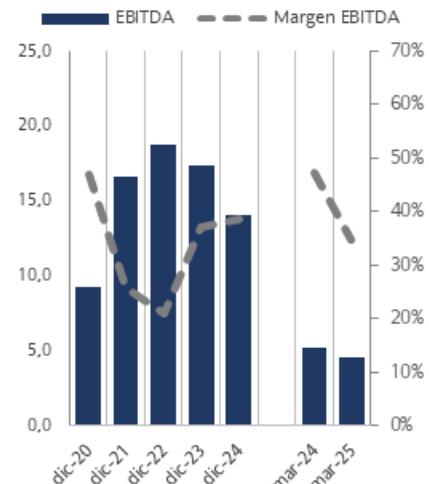
Durante el primer trimestre de 2025 los ingresos aumentaron por una mayor venta de energía, mientras que el EBITDA disminuyó por un incremento mayor en sus costos de venta por el uso de combustible

Al cierre de marzo de 2025, Enlasa Generación registró ingresos por US\$ 13,1 millones, lo que representa un incremento de 19,7% (+US\$ 2,15 millones) respecto al mismo período del año anterior, explicado principalmente por una mayor venta de energía diésel, la que se incrementó en US\$ 2,4 millones, compensando la baja en los ingresos por potencia. Este aumento también se ve explicado por el aporte de plantas de autogeneración (previo a la venta de activos en abril) y el peaje de transmisión de la subestación San Lorenzo, el que vio aumentado sus ingresos en un 9,6%. Además, participan del mercado de servicios complementarios en el control de frecuencia terciaria. Este último segmento les otorga un margen considerable, ya que, no implica costos adicionales operativos. Por lo tanto, si bien disminuyen los ingresos totales, se incrementa la participación de ingresos con una menor volatilidad.

En términos de EBITDA², éste alcanzó US\$ 4,53 millones, lo que implica una disminución de 12,4% interanual, debido a un incremento en los costos de venta asociados al uso de

EBITDA y margen EBITDA disminuyen a marzo de 2025, debido a un incremento en los costos de venta por sobre el aumento en ingresos a raíz del mayor uso de combustible

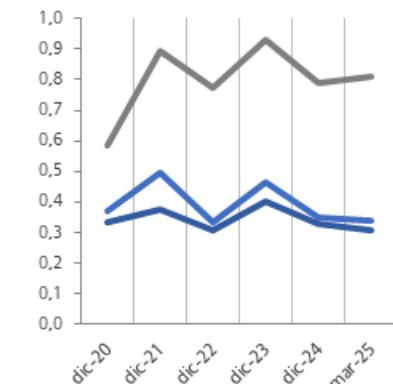
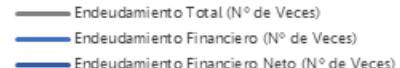
Evolución EBITDA (MM\$) y margen EBITDA (%) de Enlasa Generación Chile



Fuente: CMF, información EEFF

Niveles de endeudamiento aumentan durante 2023 debido a mayor stock de préstamos para capital de trabajo. Durante 2024 y 2025 disminuye por pagos realizados

Endeudamiento financiero total y neto (Veces)



Fuente: CMF, información EEFF

petróleo, el que aumentó en 77,2%, contrarrestando el mayor margen por venta de energía. Así, el margen EBITDA se situó en 34,7%, por debajo del 47,4% observado en marzo de 2024.

Finalmente, la utilidad del período ascendió a US\$ 2 millones, aumentando frente a los US\$ 1,5 millones de marzo de 2024, impulsada por un mejor resultado no operacional, principalmente por efectos positivos del tipo de cambio y menores gastos financieros, producto de un menor saldo de deuda y menores tasas de interés, lo que compensó el menor EBITDA.

Deuda financiera compuesta en su totalidad por préstamos bancarios a corto y mediano plazo. Cuenta con una línea de bonos inscrita por UF 2,5 millones sin colocaciones

Al 31 de marzo de 2025, la deuda financiera bruta³ totalizó US\$ 27 millones, lo que representa una disminución de 2,1% respecto de diciembre de 2024, debido principalmente al pago de créditos. La deuda financiera neta se redujo en mayor medida (-4,7%), alcanzando US\$ 24 millones, producto de una mayor caja.

La estructura de deuda está conformada únicamente por préstamos bancarios, dado que los bonos serie B colocados en 2014 fueron completamente amortizados en noviembre de 2023 y la línea de bonos asociada venció en diciembre del mismo año. Los vencimientos se concentran en el corto y mediano plazo (corriente y 1-3 años).

En noviembre de 2024, la compañía inscribió una nueva línea de bonos por UF 2,5 millones clasificada por ICR en categoría AA/Estable, y que conforme a las proyecciones de la administración su colocación podría concretarse durante 2027, no descartando otras estrategias de financiamiento, en función de las condiciones de mercado.

Históricamente, la compañía ha mantenido niveles de endeudamiento acotados, lo que sumado al inicio de operaciones de sus activos solares y a un portafolio de ingresos estables, le ha permitido sostener indicadores de endeudamiento y cobertura de gastos financieros consistentes con su clasificación de riesgo. Dicho esto, y pese a la estrategia de inversión a desarrollarse entre los años 2025 y 2028, la administración ha delineado una estrategia de financiamiento que le permita sostener un indicador de endeudamiento financiero estructural de largo plazo inferior a 1 vez durante los años más intensivos en el uso de deuda, considerando inyecciones de capital para la materialización de esta planificación. A marzo de 2025 este indicador se ubicó en 0,34 veces.

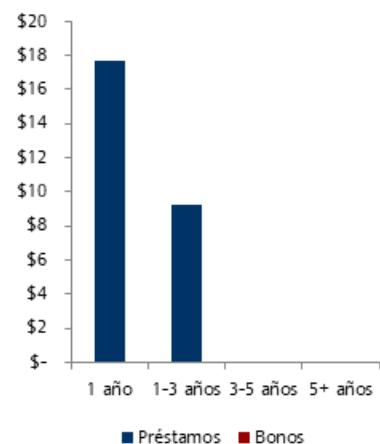
Asimismo, el indicador Deuda Financiera Neta/EBITDA se ubicó en 1,84 veces (mismo nivel de cierre de 2024), mientras que la cobertura de gastos financieros netos aumentó a 5,97 veces, levemente por sobre el 5,7 veces registrado en diciembre de 2024. Para 2026, los indicadores de cobertura se posicionarían en rangos similares a los reportados durante 2015.

Consideramos que Enlaza Generación mantiene una sólida capacidad para generar flujos de efectivo, respaldada por un esquema de ingresos predecibles. La venta de potencia se realiza bajo un proceso de tarificación regulada, mientras que sus proyectos solares PMG operan con precios estabilizados, lo que brinda certidumbre tanto al negocio como a sus flujos operacionales. Además, su política de inversiones, orientada a diversificar su matriz de generación energética, fortalece su competitividad en el sector.

En este contexto, la compañía ha mantenido una política de dividendos consistente, distribuyendo el máximo posible de acuerdo con la disponibilidad de caja y después de cubrir todas sus obligaciones. En 2024, repartió dividendos por un total de US\$ 4,36 millones, mientras que proyectan pagos acotados de alrededor de US\$ 3 millones en 2025 y 2026.

Perfil de vencimientos de capital a marzo de 2025 concentrado en el corto plazo, compuesto en su totalidad por préstamos. Tiene inscrita una línea de bonos por UF 2,5 millones, sin colocaciones

Evolución pago de intereses y capital en MM US\$



Fuente: CMF, información EEFF

Plan de inversiones se financiará inicialmente con líneas de corto plazo y préstamos puente, para posteriormente refinanciar la operación a través de deuda pública o privada

El plan de inversiones de Enlasa considera un gasto de capital total cercano a US\$ 200 millones en un horizonte de cinco años, comenzando en 2025, destinado principalmente al desarrollo de cuatro proyectos BESS con una capacidad total de 216,4 MW. Estos sistemas de almacenamiento en baterías permitirían cargar energía en horarios de menor costo marginal (generalmente durante el día, aprovechando la generación solar) para luego descargarla en horas punta de mayor precio, capturando así el diferencial entre períodos de baja y alta demanda.

Comparativamente, respecto de lo advertido en la última reseña de 2024, se observan diferencias relevantes en la magnitud y cronograma de las inversiones como en su impacto sobre el stock de deuda y EBITDA.

En ese entonces se proyectaba que el *peak* de endeudamiento ocurriría en 2026, asociado al desarrollo de inversiones por US\$ 65 millones a ejecutarse en un periodo de tres años. Con esto, el EBITDA estimado de Enlasa para 2028 oscilaría en torno a US\$ 28 millones.

Sin embargo, con la actual estrategia, el mayor nivel de endeudamiento se trasladaría hacia 2027-2028, mientras que el EBITDA proyectado se incrementaría de manera aún más significativa, llegando a cerca de US\$ 35 millones en 2029.

Respecto al financiamiento de los proyectos, en ambos escenarios la administración consideró el uso de líneas de corto plazo y préstamos puente de manera gradual, para luego, en una segunda etapa, refinanciar sus pasivos a través de la emisión de bonos.

Evolución principales indicadores utilizados en la clasificación

Indicadores (Nº de veces)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Mar-24	Mar-25
Endeudamiento total ⁴	0,55	0,58	0,89	0,77	0,93	0,79	0,88	0,81
Endeudamiento financiero ⁵	0,37	0,37	0,49	0,34	0,46	0,35	0,42	0,34
Endeudamiento financiero neto ⁶	0,31	0,34	0,38	0,31	0,40	0,33	0,37	0,31
Deuda financiera / EBITDA	2,66	2,75	2,13	1,29	2,10	1,97	1,93	2,02
Deuda financiera neta / EBITDA	2,24	2,50	1,61	1,18	1,81	1,84	1,70	1,84
Cobertura gastos financieros netos ⁷	8,50	8,00	16,79	16,42	12,14	5,74	10,19	5,97
Razón circulante ⁸	1,38	0,95	1,17	0,69	0,75	0,51	0,83	0,63

Fuente: Elaboración propia. CMF, información EEFF

Metodología de clasificación

La clasificación de riesgo de un instrumento comprenderá tres etapas: (1) la clasificación de riesgo de la industria (CRI); (2) la clasificación de riesgo del emisor y; (3) la clasificación de riesgo del instrumento, que combina los aspectos evaluados en las dos primeras etapas con el análisis de las características específicas de la emisión.

El análisis de una industria permite conocer los principales factores que impactan en su riesgo. Una vez conocidos estos factores, se genera una matriz de clasificación, que permite encasillar a la empresa en un determinado nivel de riesgo. La evaluación de los distintos factores permitirá asignar la clasificación de riesgo del negocio, es decir, la clasificación de riesgo de la compañía dentro de su industria, sin considerar el riesgo financiero, donde el rango de escalas dependerá del riesgo relativo de cada industria.

La clasificación de riesgo de una empresa (solvencia) corresponde a la evaluación por parte de ICR del riesgo de crédito al cual ésta se ve expuesta. Se compone como una función de: (1) el rating del negocio de la compañía, determinado por la evaluación de los factores primarios y (en caso de ser relevante) secundarios, establecidos en la matriz y en la metodología; y (2) la evaluación del riesgo financiero, determinado al analizar los indicadores financieros primarios y (en caso de ser relevante) adicionales. Los dos componentes, del negocio y financiero, son combinados para determinar la solvencia del emisor. En la mayoría de los casos, el riesgo del negocio tendrá una mayor ponderación que el riesgo financiero en la determinación de la clasificación de solvencia, salvo en aquellos casos en la cual la liquidez de una empresa se encuentre muy ajustada.

Una vez determinada la solvencia, ésta es utilizada como base para determinar la clasificación de riesgo de un instrumento específico. En aquellos casos en los cuales el instrumento tenga resguardos adicionales para los Tenedores, su clasificación de riesgo podría ser superior al de su solvencia.

Instrumentos clasificados

Bonos corporativos

La compañía mantiene vigentes las líneas de bonos N°s 1196, inscrita el 14 de noviembre de 2024, con un monto máximo de UF 2.500.000 a 10 años. El detalle es el siguiente:

Principales características líneas y series de bonos vigentes

	Serie 1
N° de inscripción	1196
Fecha inscripción línea	14-noviembre-2024
Fecha inscripción serie	NA
Plazo línea (años)	10
Monto inscrito	UF 2.500.000
Monto colocado	UF 0
Deuda vigente	UF 0
Vencimiento	14-octubre-2034

Fuente: Elaboración propia con información CMF

Respecto a los resguardos financieros y no financieros asociados a tales instrumentos, las restricciones de las emisiones locales se señalan a continuación:

Covenant	Exigencia
Endeudamiento financiero	<1,5 veces, medida al día 31 de diciembre del año en que se otorgue la primera Escritura Complementaria.
Deuda financiera sobre EBITDA	<= 5,5 veces, medida al 31 de diciembre para el año en que se otorgue la primera Escritura Complementaria, y a 5,00 veces, a partir del año siguiente.

Evolución de ratings

Fecha	Clasificación solvencia	Clasificación bonos	Tendencia	Motivo
30-sep-2015	AA	AA	Estable	Reseña anual con cambio de rating
30-sep-2016	AA	AA	Estable	Reseña anual
29-sep-2017	AA	AA	Estable	Reseña anual
28-sep-2018	AA	AA	Estable	Reseña anual
30-sep-2019	AA	AA	Estable	Reseña anual
30-sep-2020	AA	AA	Estable	Reseña anual
30-sep-2021	AA	AA	Estable	Reseña anual
30-sep-2022	AA	AA	Estable	Reseña anual
29-sep-2023	AA	AA	Estable	Reseña anual
30-sep-2024	AA	-	Estable	Reseña anual
12-nov-2024	AA	AA	Estable	Nuevo instrumento
26-ago-2025	AA	AA	Estable	Reseña anual

Definición de categorías

Categoría AA

Corresponde a aquellos instrumentos que cuentan con una muy buena capacidad de pago del capital e intereses en los términos y plazos pactados, pero esta es susceptible de deteriorarse levemente ante posibles cambios en el emisor, en la industria a que pertenece o en la economía.

Anexo 1: Resumen situación financiera Enlasa (cifras en millones de dólares).

INDICADORES	dic-18	dic-19	dic-20	dic-21	dic-22	dic-23	dic-24	mar-24	mar-25
Activos corrientes	15,4	11,6	10,4	34,7	18,6	20,8	13,2	21,1	17,8
Activos no corrientes	106,1	102,7	99,0	100,2	109,6	129,9	128,0	129,5	127,8
Activos totales	121,5	114,3	109,4	135,0	128,3	150,7	141,1	150,6	145,6
Efectivo y equivalentes	0,9	3,8	2,3	7,6	2,1	4,8	1,3	3,2	2,4
Activos financieros corrientes	6,2	0,5	0,0	0,9	0,0	0,2	0,5	0,7	0,0
Inventarios	2,4	2,3	1,6	3,5	4,8	3,9	2,7	3,5	2,9
Pasivos corrientes	9,0	8,4	11,0	29,7	27,1	27,7	26,0	25,3	28,3
Pasivos no corrientes	37,0	32,1	29,4	34,1	28,7	44,9	36,3	45,4	36,9
Pasivos totales	46,0	40,5	40,4	63,7	55,8	72,7	62,3	70,7	65,2
Deuda financiera corriente	6,6	6,4	7,8	16,2	17,6	17,4	18,4	14,8	17,8
Deuda financiera no corriente	27,2	20,9	17,6	19,0	6,7	18,9	9,2	18,9	9,2
Deuda financiera total	33,8	27,3	25,4	35,2	24,3	36,3	27,6	33,7	27,0
Deuda financiera neta ⁹	26,8	23,0	23,1	26,7	22,2	31,3	25,8	29,7	24,6
Patrimonio	75,5	73,8	69,0	71,2	72,4	78,1	78,8	79,9	80,3
Ingresos de explotación	20,9	25,1	19,7	64,7	90,2	46,6	36,4	10,9	13,1
Costos de explotación	11,0	15,1	11,1	49,1	74,5	32,2	23,2	6,5	9,1
Resultado bruto	9,9	10,0	8,5	15,6	15,7	14,5	13,1	4,4	4,0
Margen bruto (%)	47,4%	39,8%	43,4%	24,1%	17,4%	31,0%	36,1%	40,6%	30,5%
Resultado operacional	7,7	6,4	5,6	11,4	13,6	12,5	8,4	3,8	3,0
Margen operacional (%)	36,6%	25,4%	28,3%	17,6%	15,0%	26,7%	0,232	0,345	0,232
Ingresos financieros	0,2	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,0	0,0
Gastos financieros	1,6	1,3	1,2	1,0	1,2	1,5	2,6	0,7	0,4
Gastos financieros netos	1,4	1,2	1,2	1,0	1,1	1,4	2,4	0,6	0,4
Utilidad del ejercicio	4,1	3,4	3,5	7,0	9,1	7,8	3,8	1,5	2,0
Razón circulante (Nº de Veces)	1,7	1,4	0,9	1,2	0,7	0,8	0,51	0,83	0,63
Razón ácida (Nº de Veces)	1,4	1,1	0,8	1,1	0,5	0,6	0,40	0,69	0,53
Endeudamiento total (Nº de Veces)	0,6	0,5	0,6	0,9	0,8	0,9	0,79	0,88	0,81
Endeudamiento financiero (Nº de Veces)	0,4	0,4	0,4	0,5	0,3	0,5	0,35	0,42	0,34
Endeudamiento financiero neto (Nº de Veces)	0,4	0,3	0,3	0,4	0,3	0,4	0,33	0,37	0,31
EBITDA	11,5	10,3	9,2	16,6	18,8	17,3	14,0	5,2	4,5
EBITDA 12 meses	11,5	10,3	9,2	16,6	18,8	17,3	14,0	17,5	13,4
Margen EBITDA (%)	54,7%	41,0%	46,9%	25,6%	20,8%	37,1%	38,5%	47,4%	34,7%
Cobertura de gastos financieros netos (Nº de Veces)	8,0	8,5	8,0	16,8	16,4	12,1	5,7	10,2	6,0
Deuda financiera total / EBITDA (Nº de Veces)	3,0	2,7	2,8	2,1	1,3	2,1	1,97	1,93	2,02
Deuda financiera neta / EBITDA (Nº de Veces)	2,3	2,2	2,5	1,6	1,2	1,8	1,84	1,70	1,84
Capex	0,7	1,9	1,4	1,4	14,2	22,9	5,0	1,4	1,3
Capex / Ingresos (%)	3,2%	7,4%	7,4%	9,5%	15,8%	49,3%	13,7%	13,2%	10,2%
Retorno sobre el patrimonio ¹⁰ (%)	5,4%	4,6%	4,8%	9,9%	12,7%	10,4%	4,8%	8,7%	5,3%
Retorno sobre activos ¹¹ (%)	3,2%	2,9%	3,1%	5,7%	6,9%	5,6%	2,6%	4,4%	2,9%

¹ CAPEX se obtiene utilizando la cuenta “compras de propiedad, planta y equipo” del estado de flujo de efectivo.

² EBITDA = Ingresos de actividades ordinarias – costo de ventas – gasto de administración – costos de distribución + depreciación y amortización.

³ Deuda financiera = Otros pasivos financieros corrientes + otros pasivos financieros no corrientes. No considera pasivos por arrendamientos.

⁴ Endeudamiento total = Pasivos totales / patrimonio total.

⁵ Endeudamiento financiero = (Otros pasivos financieros corrientes + otros pasivos financieros no corrientes) / patrimonio total.

⁶ Endeudamiento financiero neto = (Otros pasivos financieros corrientes + otros pasivos financieros no corrientes – efectivo y equivalentes) / patrimonio total.

⁷ Cobertura de gastos financieros netos = EBITDA anualizado/ (costos financieros – ingresos financieros, anualizados).

⁸ Razón circulante = Activo circulante / pasivo circulante.

⁹ Deuda financiera neta = Otros pasivos financieros corrientes + otros pasivos financieros no corrientes – efectivo y equivalentes.

¹⁰ Rentabilidad del patrimonio= Utilidad anualizada / promedio (patrimonio periodo actual; patrimonio mismo periodo del año anterior).

¹¹ Rentabilidad del activo= Utilidad anualizada / promedio (activos periodo actual; activos mismo periodo del año anterior).

LAS CLASIFICACIONES DE RIESGO EMITIDAS POR INTERNATIONAL CREDIT RATING COMPAÑÍA CLASIFICADORA DE RIESGO LIMITADA ("ICR") CONSTITUYEN LAS OPINIONES ACTUALES DE ICR RESPECTO AL RIESGO CREDITICIO FUTURO DE LOS EMISORES, COMPROMISOS CREDITICIOS, O INSTRUMENTOS DE DEUDA O SIMILARES, PUDIENDO LAS PUBLICACIONES DE ICR INCLUIR OPINIONES ACTUALES RESPECTO DEL RIESGO CREDITICIO FUTURO DE EMISORES, COMPROMISOS CREDITICIOS, O INSTRUMENTOS DE DEUDA O SIMILARES. ICR DEFINE EL RIESGO CREDITICIO COMO EL RIESGO DERIVADO DE LA IMPOSIBILIDAD DE UN EMISOR DE CUMPLIR CON SUS OBLIGACIONES CONTRACTUALES DE CARÁCTER FINANCIERO A SU VENCIMIENTO Y LAS PÉRDIDAS ECONÓMICAS ESTIMADAS EN CASO DE INCUMPLIMIENTO O INCAPACIDAD. CONSULTE LOS SIMBOLOS DE CLASIFICACIÓN Y DEFINICIONES DE CLASIFICACIÓN DE ICR PUBLICADAS PARA OBTENER INFORMACIÓN SOBRE LOS TIPOS DE OBLIGACIONES CONTRACTUALES DE CARÁCTER FINANCIERO ENUNCIADAS EN LAS CLASIFICACIONES DE ICR. LAS CLASIFICACIONES DE RIESGO DE ICR NO HACEN REFERENCIA A NINGÚN OTRO RIESGO, INCLUIDOS A MODO ENUNCIATIVO, PERO NO LIMITADO A: RIESGO DE LIQUIDEZ, RIESGO RELATIVO AL VALOR DE MERCADO O VOLATILIDAD DE PRECIOS. LAS CLASIFICACIONES DE RIESGO, EVALUACIONES NO CREDITICIAS ("EVALUACIONES") Y DEMAS OPINIONES, INCLUIDAS EN LAS PUBLICACIONES DE ICR, NO SON DECLARACIONES DE HECHOS ACTUALES O HISTÓRICOS. LAS CLASIFICACIONES DE RIESGO, EVALUACIONES, OTRAS OPINIONES Y PUBLICACIONES DE ICR NO CONSTITUYEN NI PROPORCIONAN ASESORÍA FINANCIERA O DE INVERSIÓN, COMO TAMPOCO SUPONEN RECOMENDACIÓN ALGUNA PARA COMPRAR, VENDER O CONSERVAR VALORES DETERMINADOS. TAMPOCO LAS CLASIFICACIONES DE RIESGO, EVALUACIONES, OTRAS OPINIONES Y PUBLICACIONES DE ICR CONSTITUYEN COMENTARIO ALGUNO SOBRE LA IDONEIDAD DE UNA INVERSIÓN PARA UN INVERSIONISTA EN PARTICULAR. ICR EMITE SUS CLASIFICACIONES DE RIESGO Y PUBLICA SUS INFORMES EN LA CONFIANZA Y EN EL ENTENDIMIENTO DE QUE CADA INVERSIONISTA LLEVARÁ A CABO, CON LA DEBIDA DILIGENCIA, SU PROPIO ESTUDIO Y EVALUACIÓN DEL INSTRUMENTO QUE ESTÉ CONSIDERANDO COMPRAR, CONSERVAR O VENDER.

LAS CLASIFICACIONES DE RIESGO, EVALUACIONES Y OTRAS OPINIONES DE ICR, AL IGUAL QUE LAS PUBLICACIONES DE ICR NO ESTÁN DESTINADAS PARA SU USO POR INVERSIONISTAS MINORISTAS Y PODRÍA SER INCLUSO TEMERARIO E INAPROPiado, POR PARTE DE LOS INVERSIONISTAS MINORISTAS TOMAR EN CONSIDERACION LAS CLASIFICACIONES DE RIESGO DE ICR O LAS PUBLICACIONES DE ICR AL TOMAR SU DECISIÓN DE INVERSIÓN. EN CASO DE DUDA, DEBERÍA CONTACTAR A SU ASESOR FINANCIERO U OTRO ASESOR PROFESIONAL.

TODA LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN EL PRESENTE DOCUMENTO ESTÁ PROTEGIDA POR LEY, INCLUIDA A MODO DE EJEMPLO LA LEY DE DERECHOS DE AUTOR (COPYRIGHT) NO PUDIENDO PARTE ALGUNA DE DICHA INFORMACIÓN SER COPIADA O EN MODO ALGUNO REPRODUCIDA, RECOPILADA, TRANSMITIDA, TRANSFERIDA, DIFUNDIDA, REDISTRIBUIDA O REVENDIDA, NI ARCHIVADA PARA SU USO POSTERIOR CON ALGUNO DE DICHOS FINES, EN TODO O EN PARTE, EN FORMATO, MANERA O MEDIO ALGUNO POR NINGUNA PERSONA SIN EL PREVIO CONSENTIMIENTO ESCRITO DE ICR.

LAS CLASIFICACIONES DE RIESGO, EVALUACIONES, OTRAS OPINIONES Y LAS PUBLICACIONES DE ICR NO ESTÁN DESTINADAS PARA SU USO POR PERSONA ALGUNA COMO BENCHMARK, SEGÚN SE DEFINE DICHO TÉRMINO A EFECTOS REGULATORIOS, Y NO DEBERÁN UTILIZARSE EN MODO ALGUNO QUE PUDIERA DAR LUGAR A CONSIDERARLAS COMO UN BENCHMARK.

Toda la información incluida en el presente documento ha sido obtenida por ICR a partir de fuentes que estima correctas y fiables. No obstante, debido a la posibilidad de error humano o mecánico, así como de otros factores, toda la información aquí contenida se provee "TAL COMO ESTÁ", sin garantía de ningún tipo. ICR adopta todas las medidas necesarias para que la información que utiliza al emitir una clasificación de riesgo sea de suficiente calidad y de fuentes que ICR considera fiables, incluidos, en su caso, fuentes de terceros independientes. Sin embargo, ICR no es una firma de auditoría y no puede en todos los casos verificar o validar de manera independiente la información recibida en el proceso de clasificación o en la elaboración de las publicaciones de ICR.

En la medida en que las leyes así lo permitan, ICR y sus directores, ejecutivos, empleados, agentes, representantes, licenciantes y proveedores no asumen ninguna responsabilidad frente a cualesquier personas o entidades con relación a pérdidas o daños indirectos, especiales, derivados o accidentales de cualquier naturaleza, derivados de o relacionados con la información aquí contenida o el uso o imposibilidad de uso de dicha información, incluso cuando ICR o cualquiera de sus directores, ejecutivos, empleados, agentes, representantes, licenciantes o proveedores fuera notificado previamente de la posibilidad de dichas pérdidas o daños, incluidos a título enunciativo pero no limitativo: (a) pérdidas actuales o ganancias futuras o (b) pérdidas o daños ocasionados en el caso que el instrumento financiero en cuestión no haya sido objeto de clasificación de riesgo otorgada por ICR.

En la medida en que las leyes así lo permitan, ICR y sus directores, ejecutivos, empleados, agentes, representantes, licenciadores y proveedores no asumen ninguna responsabilidad con respecto a pérdidas o daños directos o indemnizatorios causados a cualquier persona o entidad, incluido a modo enunciativo, pero no limitativo, a negligencia (excluido, no obstante, el fraude, una conducta dolosa o cualquier otro tipo de responsabilidad que, en aras de la claridad, no pueda ser excluida por ley), por parte de ICR o cualquiera de sus directores, ejecutivos, empleados, agentes, representantes, licenciantes o proveedores, o con respecto a toda contingencia dentro o fuera del control de cualquiera de los anteriores, derivada de o relacionada con la información aquí contenida o el uso o imposibilidad de uso de tal información.

ICR NO OTORGA NI OFRECE GARANTÍA ALGUNA, EXPRESA O IMPLÍCITA, CON RESPECTO A LA PRECISIÓN, OPORTUNIDAD, EXHAUSTIVIDAD, COMERCIABILIDAD O IDONEIDAD PARA UN FIN DETERMINADO SOBRE CLASIFICACIONES DE RIESGO Y DEMÁS OPINIONES O INFORMACIÓN ENTREGADA O EFECTUADA POR ESTA EN FORMA ALGUNA.