

ENERGÍA LATINA S.A. Y FILIALES

***Análisis razonado de los estados financieros consolidados
correspondiente al ejercicio terminado
al 31 de diciembre de 2025***

CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN.....	3
2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADO	4
2.1 ANÁLISIS DE EBITDA.....	4
2.2 ANÁLISIS OTROS ÍTEMS OPERACIONALES Y NO OPERACIONALES	5
3. ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO	6
4. ANÁLISIS DEL ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTO	8
6. ANÁLISIS DIFERENCIAS ENTRE VALORES LIBROS Y VALORES DE MERCADO DE LOS PRINCIPALES ACTIVOS	10
7. ANÁLISIS DE TENDENCIAS DEL MERCADO ELÉCTRICO	10
8. ANÁLISIS DE RIESGO DE MERCADO	10
8.1 DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO Y RIESGOS ASOCIADOS.....	10
8.2 RIESGO REGULATORIO.....	11
8.3 RIESGO DEMANDA ELÉCTRICA Y CAPACIDAD INSTALADA	12
8.4 RIESGO ASOCIADO A SUS FLUJOS OPERACIONALES	12
8.5 RIESGO COMBUSTIBLE	12
8.6 RIESGO CAMBIARIO	13
8.7 RIESGO DE TASA DE INTERÉS	14
8.8 RIESGO DE CRÉDITO	14
8.9 RIESGO DE LIQUIDEZ.....	14
8.10 RIESGOS ASOCIADOS AL CAMBIO CLIMÁTICO.....	15

1. Introducción

Para la comprensión de este análisis razonado, éste debe leerse junto con los estados financieros y notas respectivas, los que se han preparado de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF o IFRS por sus siglas en inglés).

En el análisis de cifras se debe tener presente que, para el Estado de Situación Financiera consolidado clasificados se comparan los saldos al 31 de diciembre de 2025 y 2024; el Estado de Resultados consolidado y Estado de Flujos de Efectivo consolidado se comparan los saldos al 31 de diciembre de 2025 y 2024.

Todas las cifras están expresadas en miles de dólares estadounidenses (MUS\$).

La Sociedad, a través de su filial Enlase Generación Chile S.A. participa en el sistema eléctrico nacional (SEN), mediante sus seis centrales de generación eléctrica de las cuales cuatro son termoelectricas convencionales en base a petróleo diésel cuya potencia máxima reconocida por el Coordinador Eléctrico Nacional corresponde a 283,96 MW al 31 de diciembre de 2025 y dos centrales PMG solar con una potencia de 16,24 MWp.

ENLASA espera transformarse en un operador activo en la matriz energética chilena, colaborando en mantener la estabilidad del sistema y participando activamente en la generación y almacenamiento de energía a través de fuentes renovables y soluciones tecnológicas innovadoras.

En virtud de esto, desde el año 2021 ha realizado esfuerzos para diversificar su negocio, materializando inversiones en distintos tipos de activos renovables tales como plantas PMG solares (con sus centrales PMG Teno Solar y PMG Chercán Solar), adecuación de subestaciones para prestar servicios de transmisión (San Lorenzo) y proyectos de autogeneración con clientes libres y regulados. Lo anterior viene a complementar a las 4 centrales diésel y su negocio histórico de venta de potencia y generación de respaldo.

Con fecha 25 de abril de 2025, la Sociedad filial Enlase Generación Chile S.A. vende la totalidad de sus plantas de autogeneración, saliendo de dicho negocio.

La filial Enlase Energía S.A. ("Enesa"), es una sociedad anónima cerrada que fue constituida con el objeto de llevar a cabo proyectos de generación y transmisión de energía eléctrica y otros directamente ligados a éste, mediante la participación de procesos de adquisición de activos eléctricos y/o el desarrollo de nuevos proyectos.

La Sociedad opera en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), que se extiende desde Arica por el norte hasta la Isla Grande de Chiloé por el sur.

2. Análisis del estado de resultado

Las principales partidas del Estado de Resultados al 31 de diciembre de 2025 y 2024 en MUS\$ son:

ESTADO DE RESULTADOS	Enero - Diciembre	
	2025	2024
Ingresos de operación	42.332	36.681
Costos de operación y administración	-29.843	-21.913
EBITDA	12.489	14.768
Depreciación y amortización	-5.838	-5.929
Ganancia por actividades de operación	6.651	8.839
Resultado financiero (neto)	-1.109	-2.411
Otros	384	-660
Ganancia antes de impuesto	5.926	5.768
Impuestos a las ganancias	-1.721	-1.795
Ganancia del ejercicio	4.205	3.973

La Sociedad al 31 de diciembre 2025 registra una ganancia superior en MUS\$232 en comparación con su símil anterior; principalmente por menores costos financieros asociados a un menor saldo de deuda y una diferencia de tipo de cambio positiva producto de un tipo de cambio con tendencia a la baja durante el ejercicio 2025, lo anterior compensado con un menor EBITDA.

2.1 Análisis de EBITDA

EBITDA	Enero - Diciembre	
	2025	2024
Ingresos de operación		
Ventas de energía	23.021	15.952
Ventas de potencia	16.856	17.639
Ventas de energía a clientes finales	418	1.124
Ventas de peajes de transmisión	1.755	1.668
Otros Ingresos	282	298
Total ingresos de operación	42.332	36.681
Costos de operación y administración		
Petróleo	-15.175	-8.897
Consumibles	-774	-638
Otros costos de producción	-7.688	-7.129
Otras ganancias (pérdidas)	-2.186	-1.036
Gastos de administración y otros	-4.020	-4.213
Total costos de operación y administración	-29.843	-21.913
Total EBITDA	12.489	14.768

El EBITDA al 31.12.2025 fue inferior en MUS\$2.279 respecto al ejercicio 2024. El menor EBITDA se explica principalmente por el rubro "otras ganancias (pérdidas)", el cual refleja la pérdida asociada a la venta de activos del negocio de Autogeneración.

Los principales componentes de los ingresos de operación son: las ventas de energía que representan el 54% de los ingresos para el ejercicio 2025 (43% en 2024) y las ventas de potencia que alcanzan el 40% del total de ingresos (48% en 2024).

Los costos de operación y administración presentan un aumento de MUS\$7.930 respecto del ejercicio anterior, este incremento en los costos se explica principalmente por mayor consumo de petróleo diésel por MUS\$6.278.

2.2 Análisis otros ítems operacionales y no operacionales

Ítems operacionales y no operacionales	Enero - Diciembre	
	2025	2024
Depreciación y amortización	-5.838	-5.929
Resultado financiero (neto)		
Ingresos financieros	77	180
Costos financieros	-1.186	-2.591
Total resultado financiero	-1.109	-2.411
Otros		
Diferencias de cambio	313	-803
Resultados por unidades de reajuste	71	143
Total Otros	384	-660
Total ítems operacionales y no operacionales	-6.563	-9.000

Las partidas no operacionales tuvieron una variación agregada positiva de MUS\$2.437 al cierre del ejercicio 2025 respecto a su símil 2024, la cual se debe principalmente a un alza positiva en la diferencia de cambio generada por una baja en el tipo de cambio y una disminución de los costos financieros producto de un menor saldo de deuda promedio y una baja en las tasas de interés.

3. Análisis del estado de situación financiera clasificado

- a) En el cuadro siguiente se presentan los activos corrientes y no corrientes al 31 de diciembre 2025 y 2024, en MUS\$:

ACTIVOS	31-12-2025	31-12-2024
Efectivo y equivalentes al efectivo	413	1.852
Otros activos financieros, corrientes	68	531
Otros activos no financieros, corrientes	595	2.065
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corriente	7.937	6.602
Inventarios	3.120	2.728
Activos por impuestos corrientes	3	53
Total activos corrientes	12.136	13.831
Otros activos financieros, no corrientes	125	313
Otros activos no financieros, no corrientes	116	190
Inventarios no corrientes	535	551
Activos intangibles distintos de la plusvalía	1.062	1.029
Propiedades, planta y equipo, neto	115.259	125.185
Activos por derecho de uso	4.592	1.584
Activos por impuesto diferidos	-	173
Total activos no corrientes	121.689	129.025
Total activos	133.825	142.856

El total de activos corrientes disminuyó en MUS\$1.695, las principales variaciones a nivel de rubros son las siguientes:

- **Efectivo y equivalente al efectivo** experimentan una disminución de MUS\$1.439 producto de la estrategia de optimización de caja implementada durante el ejercicio 2025.
- **Otros activos no financieros, corrientes** disminuyen en MUS\$1.470 principalmente por un menor saldo de remanente crédito fiscal.
- **Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar** presentan un mayor saldo por MUS\$1.335 principalmente por una mayor provisión de venta de energía del mes de diciembre 2025 asociada a una mayor generación durante ese mes respecto de su símil del 2024.

Los activos no corrientes disminuyeron en MUS\$7.336, explicado principalmente por:

- **Otros activos financieros, no corrientes**, disminuyen producto del mark to market de instrumentos de cobertura.
- **Propiedades plantas y equipos** la disminución del rubro se explica principalmente por la venta de activos de Autogeneración materializada en abril 2025, complementada con la depreciación del ejercicio 2025, la cual fue mayor que las adiciones del ejercicio.

- b) En el siguiente cuadro se muestran las partidas de pasivos corrientes y patrimonio al 31 de diciembre 2025 y 2024, en MUS\$:

PASIVOS Y PATRIMONIO	31-12-2025	31-12-2024
Otros pasivos financieros, corrientes	9.823	18.393
Pasivos por arrendamientos, corrientes	212	191
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	5.391	5.670
Otras provisiones, corrientes	1.869	332
Pasivos por impuestos, corrientes	6	12
Otros pasivos no financieros, corrientes	350	285
Total pasivos corrientes	17.651	24.883
Otros pasivos financieros, no corrientes	3.003	9.207
Pasivos por arrendamientos, no corrientes	4.256	1.260
Otras provisiones, no corrientes	1.109	1.109
Otros pasivos no financieros, no corrientes	23.648	22.396
Pasivos por impuestos diferidos	2.244	2.501
Total pasivos no corrientes	34.260	36.473
Total pasivos	51.911	61.356
Capital emitido	67.906	67.906
Ganancia acumulada	14.254	13.066
Otras reservas	-246	538
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	81.914	81.510
Participaciones no controladoras	0	-10
Total patrimonio	81.914	81.500
Total pasivo y patrimonio	133.825	142.856

El total de pasivos corrientes disminuye en MUS\$7.232, las principales variaciones a nivel de rubros son las siguientes:

- **Pasivos financieros, corrientes** son menores en MUS\$8.570 producto del pago de créditos de corto plazo durante el ejercicio 2025.
- **Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar** disminuyen en MUS\$279 principalmente por una menor provisión de impuesto a las emisiones por pagar, compensado con un mayor saldo de proveedores por pagar.
- **Otras provisiones, corrientes:** aumentan en MUS\$1.537 principalmente por una mayor provisión por reliquidación de ingresos de potencia del año 2025.

Por el lado de los pasivos no corrientes tenemos una disminución de MUS\$2.213, explicada principalmente por el pago de créditos enlace a mediano plazo. Lo anterior se compensa por un mayor saldo de pasivos por arrendamientos asociados al desarrollo de proyectos.

4. Análisis del estado de flujos de efectivo directo

Los principales aspectos del Estado de Flujo de Efectivo al 31 de diciembre de 2025 y 2024, en MUS\$ son:

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	Enero - Diciembre	
	2025	2024
Flujos de efectivo neto procedentes de (utilizados en) actividades de operación	11.772	11.505
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	3.407	-3.219
Flujos de efectivo netos (utilizados en) procedentes de actividades de financiación	-16.565	-11.278
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalente al efectivo antes del efecto de los cambios en tasa cambio	-1.386	-2.992
Efecto de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalente al efectivo	-53	-142
Saldo inicial de efectivo	1.852	4.986
SALDO FINAL DE EFECTIVO	413	1.852

Las principales transacciones de efectivo fueron las siguientes:

Actividades de operación: En el resultado acumulado del ejercicio 2025 se reporta un mayor flujo de caja operacional de MUS\$267 producto de un menor pago de dividendos respecto a su símil 2024. Lo anterior compensado por mayores costos respecto a los ingresos generados debido a la mayor generación del ejercicio y a la realización de pruebas de potencia máxima.

Actividades de inversión: El flujo positivo procedente de actividades de inversión por MUS\$3.407 se debe a los flujos percibidos por MUS\$7.521 producto de la venta de activos de Autogeneración, lo que se compensa con las inversiones del ejercicio que ascendieron a MUS\$4.114.

Actividades de financiación: El cierre del ejercicio 2025 presenta un flujo negativo explicado principalmente por pagos de préstamos por MUS\$30.812, compensado con tomas de créditos de corto plazo por MU\$14.600.

5. Indicadores Financieros

	Unidad	31-12-2025	31-12-2024
LIQUIDEZ CORRIENTE Activos corrientes/Pasivo corrientes	veces	0,69	0,56
RAZÓN ÁCIDA (Activos corrientes - inventarios) /Pasivos corrientes	veces	0,51	0,55
RAZÓN DE ENDEUDAMIENTO (Préstamos de corto y largo plazo) /Patrimonio	veces	0,16	0,34
PROPORCIÓN DEUDA Préstamos corto plazo/Préstamos totales Préstamos largo plazo/Préstamos totales	veces veces	0,77 0,23	0,67 0,33
COBERTURA GASTOS FINANCIEROS (Resultado antes de impuesto y de gastos Financieros) /Gastos financieros	veces	6,00	3,23
RENTABILIDAD DEL PATRIMONIO Utilidad del ejercicio/Patrimonio neto menos utilidad (pérdida) del ejercicio	%	5,41	5,12
RENTABILIDAD ACTIVOS EBITDA/Total activo fijo neto EBITDA/Total activo fijo bruto	% %	10,84 6,09	11,76 6,97
UTILIDAD (PÉRDIDA) POR ACCIÓN Utilidad (Pérdida) ejercicio/Número acciones emitidas y pagadas	US\$ / acción	0,0961	0,0908

6. Análisis diferencias entre valores libros y valores de mercado de los principales activos

7. Análisis de tendencias del mercado eléctrico

La generación de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional creció en los últimos 12 meses un 2,3%. Para los próximos 10 años se espera una tasa media anual de 3%.

8. Análisis de riesgo de mercado

8.1 Descripción del negocio y riesgos asociados

La Sociedad, a través de su filial Enlasa Generación Chile S.A. participa en el sistema eléctrico nacional (SEN), mediante sus seis centrales de generación eléctrica de las cuales cuatro son termoeléctricas convencionales en base a petróleo diesel cuya potencia máxima reconocida por el Coordinador Eléctrico Nacional corresponde a 283,96 MW al 31 de diciembre de 2025 y dos centrales PMG solar con una potencia de 16,24 MWp.

Con las ventas de potencia se financian todos los gastos fijos y financieros de la Sociedad. Las ventas de energía cubren sus costos variables respectivos y generan excedentes adicionales.

La venta de potencia (capacidad instalada) es pagada mensualmente por generadores del SEN independiente de los despachos de la central. El precio que se paga es fijado por la autoridad reguladora (Precio de Nudo de Potencia) cada seis meses (abril y octubre) y ha sido significativamente estable en los últimos años.

Las centrales termoeléctricas de la filial generan energía cuando el costo marginal del sistema es igual o superior al costo variable de generación de sus centrales; este costo de generación de sus plantas, para el caso de las diésel, es superior al costo medio del sistema en circunstancias normales de abastecimiento eléctrico.

Las centrales diésel generan y venden energía con mayor probabilidad cuando:

- (i) hay restricciones de oferta en el sistema eléctrico o en algún subsistema por: (x) fallas o mantenciones de centrales, (y) por déficit de generación hidroeléctrica, o (z) por falta de inversión en nuevas centrales;
- (ii) hay restricciones en los sistemas de transmisión;
- (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.

Las ventas de energía son pagadas a costo marginal del sistema; este se determina en forma horaria por la unidad más cara en operación en el sistema o subsistema respectivo, en esa hora. Las centrales son despachadas sólo cuando el costo marginal del sistema es igual o superior a sus costos variables. Los pagos son efectuados mensualmente por los generadores deficitarios respecto de sus contratos, en las horas que generó. En general, cuando las plantas diésel de la Compañía generan, marcan el costo marginal del sistema (el sistema le retribuye exactamente su costo marginal).

La Sociedad no tiene contratos de venta de energía y potencia con empresas generadoras u otros clientes, por lo tanto, no se tienen clientes fijos predeterminados. Mensualmente el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), determina a que empresas se debe facturar la potencia y energía que se genere, en función de los déficits que tengan las empresas generadoras en relación con su disponibilidad.

El principal insumo de la Sociedad para generar energía es el petróleo, los principales proveedores son: Compañía de Petróleos de Chile Copec S.A., Empresa Nacional de Energía ENEX S.A. y Esmax Distribución SpA.

Como parte del desarrollo de la filial, a principios del año 2021 se comenzó la construcción del primer parque fotovoltaico ubicado en la Región del Maule, comuna de Teno, cuya construcción culminó el primer semestre del año 2022 y que vende su generación bajo el régimen de precio estabilizado. Adicionalmente, durante el año 2022 inició la construcción de un nuevo parque fotovoltaico PMG Chercán Solar, la cual finalizó el cuarto trimestre de 2023 y que comercializa su energía bajo el mismo régimen. Durante el 2024 ambas plantas estuvieron en operación todo el año. Los ingresos de generación solar son relativamente estables porque se encuentra sujetas a precio estabilizado según señala el DS 88 del año 2019.

En septiembre de 2023 se finaliza la construcción de adecuación de subestación San Lorenzo ubicada en la comuna de Diego de Almagro y se comienzan a reconocer ingresos por servicios de transmisión a terceros. Estos ingresos por peaje son fijos en dólares norteamericanos, con indexación por inflación, y el contrato comercial tiene una duración de 12 años. Por ello, son ingresos altamente predecibles.

Desde el año 2022 y, a través de la misma filial, La Sociedad comenzó a reconocer ingresos por venta de energía a clientes regulados o libres, provenientes de activos de generación solar fotovoltaica dentro de las instalaciones de dichos clientes consumidores de electricidad (comerciales e industriales). En este segmento las condiciones comerciales están estipuladas en cada contrato individual con cada tipo de cliente. Los contratos de venta de energía con los clientes son de largo plazo y sujetos a ingresos altamente predecibles y estables, ya que dicen relación con descuento sobre tarifas de distribución reguladas.

Con fecha 25 de abril de 2025, la Sociedad filial Enlase Generación Chile S.A. vende la totalidad de sus plantas de autogeneración, saliendo de dicho negocio.

8.2 Riesgo regulatorio

El principal riesgo al que se ve enfrentada la Sociedad es a los cambios en las normas regulatorias que afecten la determinación de los precios. El marco regulatorio actual fue fijado en el año 1982, a la fecha se han realizado cambios que lo han perfeccionado, permitiéndole una continuidad que le ha dado gran estabilidad. El sistema regulatorio busca mantener en el tiempo una capacidad instalada de generación que permita abastecer en todo instante la demanda, y con una capacidad de reserva tal que permita hacer frente a diversas condiciones de abastecimiento.

Respecto al riesgo de precio de la potencia, este es fijado por la autoridad reguladora considerando un estudio denominado "Costos de Unidad de Punta" que la CNE efectúa cada 4 años en el que se determinan precio, fórmula de indexación y aspectos técnicos de aplicación, a la fecha rige el estudio del 2021 según Resolución Exenta N°198, de 22 de junio de 2021 y rectificada por la Resolución Exenta N° 17, de 7 de enero de 2022. Al amparo de este estudio la CNE fija cada 6 meses el precio nudo de la potencia, considerando las variables asociadas a la fórmula de indexación y a los parámetros técnicos definidos en el estudio que al efecto esté vigente. El informe de precios de potencia vigente al 31 de diciembre 2025 es la indexación al "Informe Técnico de Precio Nudo del segundo semestre 2025" dada por el Decreto 20T 2025 de la Comisión Nacional de Energía.

El precio de la potencia refleja los costos de inversión de una central que sólo genera en horas de punta, con características similares a las que posee la Sociedad.

Respecto al riesgo de precio de las ventas de energía, este no existe, dado que las ventas son todas a precios spot para las centrales que operan con combustible diésel en Enlase y a precio estabilizado para las plantas fotovoltaicas PMG Teno Solar y PMG Chercán Solar. Por otro lado, el riesgo de precio de la energía vendida a clientes finales regulados corresponde principalmente al retraso de las publicaciones de decretos tarifarios y para el caso de clientes libres no existe riesgo de precio.

8.3 Riesgo demanda eléctrica y capacidad instalada

Un crecimiento en la potencia instalada mayor al crecimiento de la demanda eléctrica, pueden afectar sus ingresos de potencia y disminuir su probabilidad de generación. El crecimiento promedio en el SEN los últimos 20 años fue de 6%, y para los 10 años futuros se espera que estos sean cercanos al 5% promedio.

La instalación de nuevas centrales, con costos variables de generación más bajos, puede disminuir su probabilidad de despacho y disminuir sus ingresos de energía.

8.4 Riesgo asociado a sus flujos operacionales

Los flujos principales de la Sociedad son sus ingresos de potencia y energía a empresas generadoras en operación en el Sistema Eléctrico Nacional y tienen un horizonte de recupero inferior a 30 días desde cada facturación.

La Sociedad con su generación de efectivo, tiene suficiente liquidez para el pago de sus compromisos financieros y a sus proveedores. Adicionalmente, a la fecha, la Sociedad cuenta con líneas comprometidas y no comprometidas bancarias disponibles por aproximadamente US\$38 millones.

8.5 Riesgo combustible

El combustible utilizado por las centrales termoeléctricas de la filial Enlase Generación Chile S.A. para la generación de energía eléctrica es el Petróleo, que es un "commodity" con precios internacionales fijados por factores de mercado ajenos a la Sociedad y constituye el principal costo operacional variable.

Las centrales termoeléctricas de la Sociedad son despachadas a generar energía por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), cuando el costo marginal del sistema es igual o superior al costo variable declarado por las centrales de su propiedad; ese costo declarado incluye los costos de petróleo diésel, y este precio es declarado semanalmente, o con mayor frecuencia, en función de la variación del precio del petróleo. En consecuencia, existe riesgo acotado al precio del petróleo mantenido en stock. La Sociedad implementó durante el año 2022 nuevas políticas de cobertura, entre éstas se tomó la decisión de cubrir las compras de combustible, facturadas en pesos, de proveedores cuyos plazos de pago son iguales o superiores a 30 días, que luego se amplió a proveedores con plazos de pago desde 15 días. Respecto al abastecimiento del petróleo, la sociedad cuenta con acuerdos comerciales de suministro con las principales empresas distribuidoras.

8.6 Riesgo cambiario

La Sociedad tiene su contabilidad en dólares estadounidenses y sus activos, pasivos y flujos más relevantes son determinados en dicha moneda. Adicionalmente, su capital social también se encuentra expresado en dólares estadounidenses.

Existen algunos activos y pasivos expresados en pesos chilenos, por lo que se pueden producir descalces temporales por el tipo de cambio tomado en el momento del reconocimiento contable de los ingresos y gastos en pesos y el tipo de cambio a la fecha del movimiento efectivo de caja. El estado de situación financiera actual de la Sociedad muestra un exceso de activos sobre pasivos en pesos chilenos no cubiertos. Esta posición se traduce en un resultado de pérdida por diferencia de cambio producto de la variación en la paridad peso dólar al 31 de diciembre de 2025.

La Sociedad toma coberturas de ingresos por venta de potencia en cada oportunidad en que la autoridad correspondiente fija los precios de potencia, con el fin de mitigar riesgo de subidas del tipo de cambio. Este potencial impacto en resultados se produce porque la facturación por venta de potencia se realiza en pesos usando el tipo de cambio vigente al momento de la fijación tarifaria.

La Sociedad, cubre las ventas de energía del mercado spot, con la finalidad de reducir el impacto de tipo de cambio producido entre la fecha de despacho de energía versus la fecha de recaudación. Por otro lado, la Sociedad también cubre las compras de combustible asociadas a la generación de energía que son facturadas en pesos.

Con respecto al impacto de los eventuales desfases temporales de activos y pasivos denominados en pesos y que no han sido cubiertos por las coberturas antes mencionadas, se estima como la más relevante y que ha afectado históricamente los resultados de la compañía el saldo de remanente crédito fiscal (activo en pesos), se puede realizar la siguiente sensibilización:

- El saldo de remanente IVA crédito fiscal al cierre del ejercicio 2025 alcanzó MUS\$549.
- Suponiendo un alza de CLP85 en el tipo de cambio (variación de tipo de cambio promedio entre enero y diciembre de 2025), se habría experimentado una pérdida por tipo de cambio de CLP47 millones.

8.7 Riesgo de tasa de interés

El riesgo de tasa de interés se refiere a las variaciones en el valor razonable de los pasivos referenciados a tasa de interés fija que son contabilizados a valor razonable. La Sociedad filial Enlase Generación Chile S.A. contrató cobertura de tasa de interés (Interest Rate Swaps o IRS) con la finalidad de mitigar este riesgo.

No se consideran impactos significativos en los resultados por efectos de cambios en la tasa de interés debido a: (i) las obligaciones de largo plazo están con coberturas que permiten fijar la tasa y (ii) los pasivos de corto plazo que transitoriamente se han tomado para financiar inversiones son de monto limitado y son menores en proporción a los márgenes y patrimonio de la Sociedad y serán refinanciados al largo plazo cuando se acumule un monto mínimo para salir a reestructurarlos, sea a través de una línea de bonos o créditos estructurados de largo plazo a tasa fija.

A modo de sensibilización se puede realizar el siguiente ejercicio

- La deuda bancaria sujeta a tasa de interés variable al 31 de diciembre de 2025 asciende a MUS\$12.826 de la cual asignamos MUS\$3.000 para compra de inventario (combustible), quedando una deuda neta de inventario de MUS\$9.826.
- En un escenario de alza de tasas de 50 puntos base, se tendría un descalce asociado a un mayor pago de intereses por aproximadamente MUS\$436.

8.8 Riesgo de crédito

Los flujos principales de la Sociedad son sus ingresos por ventas de potencia y energía a empresas generadoras en operación en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y tienen un horizonte de recupero inferior a 30 días. El riesgo de crédito está asociado a la calidad crediticia de las otras empresas generadoras del sistema que han realizado consumos netos de potencia y energía.

Debido a que los principales clientes son empresas generadoras que operan en el SEN, no se han experimentado, ni se espera que se experimenten riesgos por deterioro de cuentas por cobrar significativos (que se puedan predecir).

El negocio de transmisión y el de autogeneración se realiza con clientes finales y no al sistema. En estos casos sí podría existir riesgo crediticio de la contraparte. El cliente de transmisión es Minera Santo Domingo cuya inversión total es de aproximadamente US\$2.300 millones, filial de la minera internacional Capston Copper, la cual tiene un patrimonio bursátil que supera los US\$6.000 millones.

8.9 Riesgo de liquidez

La Sociedad con su generación de efectivo y líneas de crédito aprobadas con entidades bancarias al cierre de MUS\$46.000, tiene suficiente liquidez para el pago de sus compromisos financieros y a sus proveedores. Sin perjuicio de lo anterior, la filial Enlase Generación Chile S.A. cuenta con línea de bono inscrita en la Comisión para el Mercado Financiero "CMF" por UF2.500.000 que se usará en la medida que las inversiones proyectadas se materialicen por un monto que en forma acumulada supere los MUS\$60.000. Lo anterior, reduce ostensiblemente el riesgo de liquidez.

El negocio de venta de potencia suficiencia se estructura en el largo plazo con aportes de capital y/o créditos de largo plazo que están calzados con los pagos estimados por potencia, por lo tanto, no existe posibilidad de escenarios de iliquidez asociados a este negocio.

El negocio de venta de energía podría producir ciertos descalces entre los plazos de recaudación de las facturas por venta de energía y los pagos que se realizan por compra de combustible. Para analizar el potencial impacto en los resultados por este desfase entre ingresos y egresos hemos hecho una sensibilización muy conservadora que implica considerar:

- Una venta mensual de energía de MUS\$1.028 que se cobra a 45 días promedio.
- Una compra mensual de combustible de MUS\$1.028 que se paga a 15 días promedio.
- Un desfase entre recaudación por facturación de energía y pagos de combustible de 30 días, que resulta en una necesidad de capital de trabajo de MUS\$1.028.

Como escenario de sensibilización suponemos un pago de combustible al contado, que implicaría un desfase de 45 días en vez de los 30 días estimados, resultando una mayor necesidad de capital de trabajo de MUS\$1.542.

Por política de liquidez, la Sociedad mantiene líneas de corto plazo disponibles de mínimo US\$10 millones, lo que excede el escenario extremo de estrés antes indicado.

8.10 Riesgos asociados al cambio climático

En relación con los riesgos asociados al cambio climático, se puede decir:

a.- Cambios graduales en el clima: las centrales de la Sociedad, al ser principalmente motores de combustión interna, no usan agua para sus procesos productivos con excepción de procesos de mantenimiento y refrigeración donde se usa agua en mínimas cantidades, por lo que, ante eventos de escasez de agua en los alrededores, las centrales de la Sociedad no deberían verse mayormente afectadas.

b.- Fenómenos climáticos extremos: la generación de la Sociedad es en base a hidrocarburos, por lo que su producción no está expuesta al clima. Sin embargo, su capacidad de generación se ve afectada ante altas temperaturas, las que ocurren principalmente en el verano, lo que se ha mitigado con equipos de refrigeración en las oportunidades que lo anterior ha coincidido con el relativo bajo despacho que tienen las centrales de la Sociedad.

c.- Cambios regulatorios: aumentos en las exigencias regulatorias de emisiones de las plantas de la Sociedad deberían ser mitigables con aumento de las inversiones asociadas a abatimiento de las mismas, sin embargo, al cumplir las plantas de generación de la Sociedad una función principalmente de respaldo, su generación es relativamente baja y por ende sus emisiones.

d.- Cambios tecnológicos: la penetración de energías renovables variables ha significado que el Sistema Eléctrico Nacional requiera de tecnologías que las complementen, principalmente en las rampas de la mañana y tarde. Debido a lo anterior, aunque la generación de las plantas de la Sociedad en términos relativos disminuirá, se seguirán necesitando. Al mismo tiempo, durante el año 2022 la Sociedad filial Enlase Generación Chile S.A. ha finalizado la construcción de su primer parque fotovoltaico en Teno y en 2023 de su segundo parque en Coquimbo.