

**ENERGÍA LATINA S.A. Y FILIALES**

*Análisis razonado de los estados financieros consolidados intermedios  
correspondiente al periodo terminado  
al 30 de junio de 2022*

---

**CONTENIDO**

<b>1. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>3</b>
<b>2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADO .....</b>	<b>4</b>
2.1 ANÁLISIS DE EBITDA.....	4
2.2 ANÁLISIS OTROS ÍTEMS NO OPERACIONALES.....	5
<b>3. ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO .....</b>	<b>6</b>
<b>4. ANÁLISIS DEL ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTO .....</b>	<b>8</b>
<b>5. INDICADORES FINANCIEROS .....</b>	<b>9</b>
<b>6. ANÁLISIS DIFERENCIAS ENTRE VALORES LIBROS Y VALORES DE MERCADO DE LOS PRINCIPALES ACTIVOS.....</b>	<b>10</b>
<b>7. ANÁLISIS DE TENDENCIAS DEL MERCADO ELÉCTRICO .....</b>	<b>10</b>
<b>8. ANÁLISIS DE RIESGO DE MERCADO .....</b>	<b>10</b>
8.1 DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO Y RIESGOS ASOCIADOS.....	10
8.2 RIESGO REGULATORIO.....	11
8.3 RIESGO DEMANDA ELÉCTRICA Y CAPACIDAD INSTALADA .....	11
8.4 RIESGO ASOCIADO A SUS FLUJOS OPERACIONALES .....	12
8.5 RIESGO COMBUSTIBLE.....	12
8.6 RIESGO CAMBIARIO .....	12
8.7 RIESGO DE TASA DE INTERÉS .....	13
8.8 RIESGO DE CRÉDITO .....	13
8.9 RIESGO DE LIQUIDEZ.....	14
8.10 RIESGOS ASOCIADOS AL CAMBIO CLIMÁTICO.....	14

## 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 30 de junio de 2022 y 31 de diciembre 2021; el Estado de Resultados consolidado y Estado de Flujos de Efectivo consolidado se comparan los saldos al 30 de junio de 2022 y 2021.

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

Enlasa Generación Chile S.A. es una sociedad orientada a la generación de electricidad. La Sociedad, participa en el mercado spot del sistema eléctrico nacional (SEN), mediante sus cinco centrales de generación eléctrica, de las cuales cuatro son termoeléctricas convencionales en base a petróleo diésel y una central PMG solar. La potencia máxima reconocida por el Coordinador Eléctrico Nacional corresponde a 283,96 MW en centrales convencionales y 7,5 MW en la central solar, al 30 de junio de 2022.

La filial Enlasa Energía S.A. fue constituida con el objeto de llevar a cabo proyectos de generación, transmisión y distribución 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.

Mediante escritura pública del 29 de diciembre de 2020, otorgada por el Notario Eduardo Javier Diez Morello, se constituyó la filial Highview Enlasa SpA. cuyo objeto social es la generación, transmisión, compra, venta, transformación y distribución de energía eléctrica.

La Sociedad posee dos coligadas con una participación del 50% en cada una de ellas y ambas se registran como inversiones contabilizadas utilizando el método de participación. Las sociedades son Innovación Energía S.A. y Terminal Gas Caldera S.A.

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 30 de junio de 2022 y 2021 en MUS\$ son:

ESTADO DE RESULTADOS	Enero- Junio	
	2022	2021
Ingresos de operación	59.009	29.087
Costos de operación y administración	-47.657	-20.870
<b>EBITDA</b>	<b>11.352</b>	<b>8.217</b>
Depreciación y amortización	-2.963	-2.650
<b>Ganancia por actividades de operación</b>	<b>8.389</b>	<b>5.567</b>
Resultado financiero (neto)	-817	-600
Participación en ganancias (pérdidas) de negocios conjuntos	743	20
Otros	536	-88
<b>Ganancia antes de impuesto</b>	<b>8.851</b>	<b>4.899</b>
Impuestos a las ganancias	-2.143	-1.139
<b>Ganancia del período</b>	<b>6.708</b>	<b>3.760</b>

La Sociedad al cierre de junio 2022 registra una ganancia superior en MUS\$2.948 en comparación con el año anterior; principalmente producto de mayores ventas de energía del primer semestre del año.

### 2.1 Análisis de EBITDA

EBITDA	Enero - Junio	
	2022	2021
<b>Ingresos de operación</b>		
Ventas de energía	51.076	21.022
Ventas de potencia	7.786	7.908
Otros Ingresos	147	157
<b>Total ingresos de operación</b>	<b>59.009</b>	<b>29.087</b>
<b>Costos de operación y administración</b>		
Petróleo	-40.691	-16.105
Consumibles	-936	-321
Gastos de administración y otros	-1.273	-1.167
Otros costos de producción	-4.757	-3.277
<b>Total costos de operación y administración</b>	<b>-47.657</b>	<b>-20.870</b>
<b>Total EBITDA</b>	<b>11.352</b>	<b>8.217</b>

El EBITDA del primer semestre 2022 fue superior en MUS\$3.135 respecto al mismo período del año anterior.

El mayor EBITDA se explica principalmente por:

- Un aumento en los ingresos operacionales durante el primer semestre del 2022 respecto al mismo período 2021, esto producido por mayores costos marginales promedio y mayor generación, siendo en promedio los costos marginales en la barra de Puerto Montt 224.1 USD/MWh (91% superior) frente a 117.33 USD/MWh respecto al mismo periodo
- Altos niveles de generación en la planta Trapén con 110,21GWh (7,58% superior) frente a 102.44GWh, en comparación al mismo período 2021. A nivel de generación agregado, el primer semestre 2022 se generó 162,3 GWh, aumentando en un 34% respecto al mismo período 2021 (121,35 GWh). el alza en costos marginales mencionada anteriormente sumado a la mayor generación en el periodo, aumento los ingresos operacionales en MUS\$29.922. La mayor generación se concentró en la central Trapén ubicada en la X región, la cual fue requerida para abastecer la demanda de la zona sur del sistema eléctrico nacional, producto de: i) restricciones de transferencia en la línea Cautín-Ciruelos; ii) ayudó a la acumulación de agua del lago Chapo; y iii) los trabajos por la línea Frutillar Norte - Puerto Montt 220kV. Se suman a ella en menor medida la generación de las centrales de Teno y Peñón por contingencia de abastecimiento de combustibles fósiles y falta de aporte hidroeléctrico por sequía en el país.

Por otro lado, los costos de operación y administración presentan un aumento de MUS\$26.787, respecto del año anterior, estos mayores costos se explican principalmente por un mayor consumo de petróleo diésel (MUS\$24.586 respecto al período anterior).

## 2.2 Análisis otros ítems no operacionales

Ítems no operacionales	Enero- Junio	
	2022	2021
<b>Depreciación y amortización</b>	<b>(1.413)</b>	<b>(1.517)</b>
Resultado financiero (neto)		
Ingresos financieros	34	2
Costos financieros	(352)	(323)
<b>Total resultado financiero</b>	<b>(318)</b>	<b>(321)</b>
<b>Participación en ganancias (pérdidas) de negocios conjuntos</b>	<b>83</b>	<b>(11)</b>
<b>Otros</b>		
Diferencias de cambio	496	(171)
Resultados por unidades de reajuste	128	34
<b>Total Otros</b>	<b>624</b>	<b>(137)</b>
<b>Total ítems no operacionales</b>	<b>(1.107)</b>	<b>(1.986)</b>

Los costos financieros presentan un aumento en el año 2022, principalmente por el aumento sostenido que se ha visto en los niveles de tasas a la hora de utilizar y renovar líneas de capital de trabajo, un mayor nivel de deuda promedio y por las compensaciones de SWAPS de tasas asociados a financiamientos.

La partida "Otros", tuvo una variación de MUS\$761 al 30.06.22, se debe principalmente a la diferencia de cambio, lo anterior asociado a una mayor volatilidad cambiaria del peso chileno respecto del dólar estadounidense. Cabe recordar que las fluctuaciones en los tipos de cambio influyen sobre ciertos activos y pasivos en monedas distintas al dólar (cuentas por cobrar, remanente crédito fiscal y cuentas por pagar).

### 3. Análisis del estado de situación financiera clasificado

- a) En el cuadro siguiente se presentan los activos corrientes y no corrientes al 30 de junio de 2022 y 31 de diciembre 2021, en MUS\$:

<b>ACTIVOS</b>	<b>30-06-2022</b>	<b>31-12-2021</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo	4.388	8.111
Otros activos financieros, corrientes	2.102	896
Otros activos no financieros, corrientes	1.847	3.377
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corriente	23.471	19.100
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	603	32
Inventarios	6.642	3.546
<b>Total activos corrientes</b>	<b>39.053</b>	<b>35.062</b>
Otros activos no financieros, no corrientes	-	404
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, no corrientes	10	11
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	13.238	12.497
Activos intangibles distintos de la plusvalía	149	163
Propiedades, planta y equipo, neto	101.504	100.258
Activos por derecho de uso	563	577
Activos por impuesto diferidos	445	416
<b>Total activos no corrientes</b>	<b>115.909</b>	<b>114.326</b>
<b>Total activos</b>	<b>154.962</b>	<b>149.388</b>

Los activos corrientes aumentaron en MUS\$3.991 respecto al cierre del año 2021, explicado principalmente por un mayor saldo en deudores comerciales y otras cuentas por cobrar por MUS\$4.371 producto de una mayor cantidad de clientes pendientes de recaudación al cierre de junio. Este saldo varía mes a mes ya que la facturación por venta de energía se comienza a recaudar durante la última semana de cada mes, pudiendo recibirse fondos tanto a final del mes como a inicios del mes siguiente. Otra variación relevante fue la del inventario, que incrementaron en MUS\$3.096 debido al aumento en stock de petróleo y compra de repuestos para mantención de motores.

Los activos no corrientes, son superiores en MUS\$1.246, debido al aumento de propiedades, plantas y equipos, por desembolsos asociados al desarrollo de los proyectos Teno Solar II y Ampliación Subestación San Lorenzo, lo cual se compensa con la depreciación del período.

- b) En el siguiente cuadro se muestran las partidas de pasivos corrientes y patrimonio al 30 de junio de 2022 y 31 de diciembre de 2021, en MUS\$:

<b>PASIVOS Y PATRIMONIO</b>	<b>30-06-2022</b>	<b>31-12-2021</b>
Otros pasivos financieros, corrientes	20.898	18.491
Pasivos por arrendamientos, corrientes	119	121
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	7.574	12.356
Otras provisiones, corrientes	1.593	1.927
Otros pasivos no financieros corrientes	4.467	-
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>34.651</b>	<b>32.895</b>
Otros pasivos financieros, no corrientes	16.057	20.576
Pasivos por arrendamientos, no corrientes	446	524
Otros pasivos no financieros, no corrientes	3.605	-
Pasivos por impuestos diferidos	17.072	14.674
<b>Total pasivos no corrientes</b>	<b>37.180</b>	<b>35.774</b>
<b>Total pasivos</b>	<b>71.831</b>	<b>68.669</b>
Capital emitido	67.906	67.906
Ganancia acumulada	14.044	12.308
Otras reservas	968	287
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>	<b>82.918</b>	<b>80.501</b>
Participaciones no controladoras	<b>213</b>	<b>218</b>
<b>Total pasivo y patrimonio</b>	<b>154.962</b>	<b>149.388</b>

Los pasivos corrientes experimentaron un aumento de MUS\$1.756, explicado principalmente un mayor stock de préstamos de capital de trabajo, asociados a la generación del primer semestre 2022 y por el aumento en MUS\$4.467 de "otros pasivos financieros, corrientes", que corresponde a retenciones de débito fiscal por pagar producto del efecto del impuesto específico negativo al diesel experimentado durante el año 2022. Los efectos antes indicados se compensan parcialmente por la disminución en las "cuentas comerciales y otras cuentas por pagar" en MUS\$4.782 que obedece a un menor saldo de acreedores comerciales por combustible.

Los pasivos no corrientes aumentaron en MUS\$1.406, explicado principalmente por el aumento de "otros pasivos no financieros, no corrientes" por MUS\$3.605, que corresponden en gran parte a ingresos diferidos percibidos en marzo por el pago inicial de contrato de prestación de Servicios de Transmisión firmado por la sociedad con Minera Santo Domingo y por mayores pasivos por impuestos diferidos. Esto se compensa parcialmente por la disminución de los "pasivos financieros no corrientes" producto del pago de obligaciones financieras.

El patrimonio alcanzó MUS\$83.131, superior al cierre 2021 en MUS\$2.412, debido al reconocimiento del resultado del período neto del reparto de dividendos realizado en el mes de mayo.

#### 4. Análisis del estado de flujos de efectivo directo

Los principales aspectos del Estado de Flujo de Efectivo al 30 de junio de 2022 y 2021, en MUS\$ son:

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	Enero - Junio	
	2022	2021
Flujos de efectivo neto procedentes de (utilizados en) actividades de operación	10.366	5.943
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-4.538	-3.606
Flujos de efectivo netos (utilizados en) procedentes de actividades de financiación	-9.343	2.127
<b>Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalente al efectivo antes del efecto de los cambios en tasa cambio</b>	<b>-3.515</b>	<b>4.464</b>
Efecto de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalente al efectivo	-208	-31
Saldo inicial de efectivo	8.111	2.795
<b>SALDO FINAL DE EFECTIVO</b>	<b>4.388</b>	<b>7.228</b>

Las principales transacciones de efectivo del primer trimestre fueron:

**Actividades de operación:** En el resultado acumulado a junio 2022, se reporta un flujo de caja operacional de MUS\$9.922, muy superior al observado en el período anterior. Esto se produjo principalmente debido a que los cobros procedentes de la venta de bienes y servicios fueron superiores en MUS\$36.209 entre ambos períodos, mientras que los pagos a proveedores aumentaron sólo en MUS\$32.107.

**Actividades de inversión:** Los flujos de caja relacionados a inversiones corresponden a egresos por compras netas de propiedades planta y equipos asociados fundamentalmente al proyecto de generación fotovoltaico Teno Solar I y en menor medida de los proyectos Teno Solar II y Subestación San Lorenzo. Estos flujos no sufrieron variaciones significativas respecto al periodo anterior.

**Actividades de financiación:** El cierre al 30.06.2022 presenta un flujo negativo de MUS\$9.343, explicado principalmente por pagos de obligaciones financieras por MUS\$12.881, lo que se suma a dividendos pagados por MUS\$7.000. Lo anterior compensado por la obtención de créditos de capital de trabajo por MUS\$11.050, destinados a pagar principalmente la compra de petróleo diésel y estados de pago asociados a proyectos de desarrollo.



**5. Indicadores Financieros**

	<b>Unidad</b>	<b>30-06-2022</b>	<b>31-12-2021</b>
LIQUIDEZ CORRIENTE Activos corrientes/Pasivo corrientes	veces	1,13	1,07
RAZÓN ÁCIDA (Activos corrientes - inventarios) /Pasivos corrientes	veces	0,94	0,96
RAZÓN DE ENDEUDAMIENTO (Préstamos de corto y largo plazo) /Patrimonio	veces	0,44	0,46
PROPORCIÓN DEUDA Préstamos corto plazo/Préstamos totales Préstamos largo plazo/Préstamos totales	veces veces	0,57 0,43	0,50 0,50
	<b>Unidad</b>	<b>30-06-2022</b>	<b>30-06-2021</b>
COBERTURA GASTOS FINANCIEROS (Resultado antes de impuesto y de gastos Financieros) /Gastos financieros	veces	11,30	9,12
RENTABILIDAD DEL PATRIMONIO Utilidad del ejercicio/Patrimonio neto menos utilidad (pérdida) del ejercicio	%	8,78	4,99
RENTABILIDAD ACTIVOS EBITDA/Total activo fijo neto EBITDA/Total activo fijo bruto	% %	11,18 6,44	8,22 4,86
UTILIDAD (PÉRDIDA) POR ACCIÓN Utilidad (Pérdida) ejercicio/Número acciones emitidas y pagadas	US\$ / acción	0,1533	0,0859

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

La Sociedad estima que no existen diferencias significativas entre el valor libro de sus activos y el valor de mercado, en consideración a que: i) las cuatro plantas de generación eléctrica que posee la Sociedad iniciaron su construcción a fines del año 2008 y se terminaron de construir durante el año 2009; ii) la mayoría de los activos fueron adquiridos en US\$ y se registran en US\$; y iii) los costos de adquisición y ejecución de los proyectos fueron a valores de mercado.

**7. Análisis de tendencias del mercado eléctrico**

La generación de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional creció en los últimos 12 meses un 5% superior a la tasa media de los últimos 20 años. Para los próximos 10 años se espera una tasa media anual de 3,5%.

**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., vende potencia y energía en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), en el mercado spot, mediante sus cuatro centrales termoeléctricas en base a petróleo.

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).

Las centrales 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 es superior al costo medio del sistema en circunstancias normales de abastecimiento eléctrico.

Las centrales 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 mantenimientos 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.

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 Ltda.

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. Este proyecto a marzo 2022 se encuentra prácticamente finalizado en obras, inyectando al sistema en un período de marcha blanca, esperando su puesta en operación comercial para el primer semestre de 2022. Venderá toda su generación bajo el régimen de precio estabilizado.

### **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 rectificadas 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 para el actual periodo abril 2022 - septiembre 2022 es el "Informe Técnico de Precio de Nudo de abril 2022".

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 Enlasa. Dados los altos niveles de generación experimentados durante los últimos meses, se espera que se mantengan estos niveles para el resto del año 2022.

### **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 5,53 %, y para los 10 años futuros se espera que estos sean cercanos al 5%.

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\$24 millones.

#### **8.5 Riesgo combustible**

El combustible utilizado por las centrales 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 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 mes de marzo 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. 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 ganancia por diferencia de cambio producto de la variación en la paridad peso dólar al 31 de marzo de 2022.

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.

Desde el mes de marzo se actualizó la política de coberturas de la compañía, comenzando a tomar coberturas de energía con el fin de cubrir el impacto de tipo de cambio que se ocurre entre el

momento en que se produce la generación efectiva de energía y la recaudación de los ingresos por venta de dicha energía (se recauda los primeros días del mes subsiguiente al que se generó).

Con respecto al impacto de los eventuales desfases temporales mencionados de ingresos y egresos denominados en pesos, se implementaron las políticas de cobertura mencionadas anteriormente. De esta forma se han tomado coberturas que han logrado cubrir cerca del 70% de la generación del mes de marzo. No obstante, si se quisiera calcular la máxima exposición resultante de dejar descubierto el 30% restante, se debe seguir la siguiente lógica:

- Se considera una venta de energía de US\$2 millones mensuales promedio, con un desfase promedio de 45 días entre el tipo de cambio usado para la facturación y el tipo de cambio existente al momento de la recaudación.
- Se considera una compra de US\$2 millones de combustible mensual promedio, con un desfase de 15 días promedio entre el pago de la factura de compra y la fecha de facturación.
- Se calcula, por lo tanto, un potencial riesgo de tipo de cambio (neto) entre el día 15 y el día 45 correspondientes a las fechas de pago de combustible y la fecha de recaudación de la facturación de energía. Es decir, un plazo de desfase conservador de 30 días promedio.
- En base a la evidencia observada con el tipo de cambio histórico en Chile se supuso un aumento de 30 pesos para esos 30 días promedio de desfase netos.
- Esto es, un potencial impacto de CLP60 millones (app. US\$77.500) por el periodo de 45 días promedio. Considerando 4 eventos de este tipo año (implícitamente una subida 120 pesos acumulado anual), tendríamos un impacto en resultados de un máximo de CLP240 millones (US\$300.000).

En relación con la deuda de largo plazo, Obligaciones con el Público, esta deuda corresponde a la emisión de Bono Serie B. La deuda fue tomada en unidades de fomento, con tasa de interés fija de 3,50% anual. Para compensar los efectos cambiarios en esa misma oportunidad se firmaron 2 contratos Cross Currency Swap (CCS) con Banco Crédito Perú y Banco Penta, este último contrato cedido a un fondo administrado por AGF Security, redenominando la deuda a dólares estadounidenses y estableciendo una tasa de interés fija de 4,13% y 4,11%, respectivamente.

### **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 contrató coberturas de tasa de interés (Interest Rate Swaps o IRS) y Cross Currency Swaps (CCS) con la finalidad de mitigar estos riesgos.

No se consideran impactos significativos en los resultados por efectos de cambios en la tasa de interés debido a: (i) las obligaciones de mediano y largo plazo están con coberturas que permiten fijar la tasa y (ii) las obligaciones de corto plazo son tomadas por brechas transitorias de caja entre ingresos (principalmente recaudación por venta de energía) y egresos (principalmente pagos por compra de combustible) y las obligaciones contraídas son a tasa fija, con un plazo máximo de 6 meses, por lo tanto, el eventual impacto de variaciones de tasa de interés de corto plazo están cubiertas largamente por el margen de energía.

### **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 recupo 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).

### **8.9 Riesgo de liquidez**

La Sociedad con su generación de efectivo, tiene suficiente liquidez para el pago de sus compromisos financieros y a sus proveedores. Sin perjuicio de lo anterior, la Sociedad cuenta con líneas de créditos bancarias de corto plazo aprobadas, que permite reducir ostensiblemente el riesgo de liquidez.

El negocio de venta de potencia instalada 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 el 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 US\$4 millones que se cobra a 45 días promedio.
- Una compra mensual de combustible de US\$4 millones que se paga a 15 días promedio.
- Un desfase entre recaudación por facturación de energía y pagos por compra de combustible de 30 días, que resulta en una necesidad de capital de trabajo de US\$4 millones.

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 US\$2 millones.

Por política de liquidez, tenemos en caja más disponibilidad de líneas de capital de trabajo un monto mayor a US\$3 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, así como también formalizó a través de un joint venture (Highview Enlase) la exploración de alternativas de proyectos de almacenamiento. La última, tecnología esencial para seguir complementando la penetración de energías renovables.