



## **ANÁLISIS RAZONADO**

### **ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DE ENEL CHILE AL 31 DE MARZO DE 2024**

(Cifras expresadas en millones de Pesos Chilenos – Ch\$ millones)

#### **RESUMEN EJECUTIVO**

- El resultado neto atribuible a los accionistas de Enel Chile S.A. alcanzó una utilidad de Ch\$ 148.567 millones a marzo de 2024, un 5,8% superior a la utilidad neta del primer trimestre de 2023. Lo anterior fue producto fundamentalmente de un mix de generación más eficiente y de mayores ventas de energía, compensados por un menor nivel de comercialización de gas durante el año en curso, unido a un menor gasto a nivel de resultado financiero durante el primer trimestre de 2024.
- Los ingresos operacionales disminuyeron un 12,0% al alcanzar un total de Ch\$ 1.052.796 millones a marzo de 2024, debido principalmente a una menor comercialización de gas en el Segmento de Generación durante el presente período, compensada parcialmente por mayores ventas de energía en los Segmentos de Generación y de Distribución y Redes.
- Los costos de aprovisionamientos y servicios registraron un valor de Ch\$ 693.820 millones a marzo de 2024, equivalente a una reducción de 17,2% en relación a marzo de 2023, producto principalmente de menores costos por consumo de combustibles y por comercialización de gas, ambos en el Segmento de Generación.
- Como resultado de lo descrito previamente, el EBITDA de la Compañía registró un valor de Ch\$ 278.027 millones a marzo de 2024, manteniendo un nivel estable respecto al primer trimestre de 2023.
- El resultado financiero registró una mejora de Ch\$ 19.993 millones al pasar de un gasto por Ch\$ 16.901 millones a marzo de 2023 a una utilidad por Ch\$ 3.093 millones a marzo de 2024, explicada fundamentalmente por mayores ingresos financieros y mayores ganancias por diferencias de cambio.
- Durante el primer trimestre de 2024, Enel Chile, a través de su subsidiaria Enel Green Power Chile (EGP Chile), inició la operación comercial de su parque fotovoltaico El Manzano (99 MW) y de su central eólica La Cabaña (106 MW) luego de recibir la autorización por parte del Coordinador Eléctrico Nacional. Ambos proyectos son parte de la estrategia de hibridación de la Compañía ya que también consideran la incorporación de baterías de almacenamiento (BESS), con capacidades de 67 MW y 34 MW, respectivamente.



## RESUMEN POR NEGOCIO

### Generación

- La generación de energía neta aumentó un 19,4% al alcanzar 6.051 GWh a marzo de 2024 (+983 GWh), debido principalmente a un mayor despacho hidroeléctrico (+935 GWh), solar (+200 GWh) y eólico (+148 GWh).
- Las ventas físicas de energía se incrementaron un 12,7% respecto a marzo de 2023, al totalizar 8.906 GWh (+1.006 GWh) durante el primer trimestre de 2024. Esto se explica básicamente por una mejora de las ventas a clientes regulados y en el mercado spot.
- Los ingresos operacionales disminuyeron un 19,9% al llegar a Ch\$ 783.744 millones a marzo de 2024, como resultado fundamentalmente de una menor comercialización de gas durante el presente ejercicio, compensada en parte por mayores ventas de energía.
- Los costos de aprovisionamientos y servicios registraron un total de Ch\$ 463.103 millones a marzo de 2024, equivalente a una reducción de 29,7% explicada básicamente por menores costos por compras de energía, consumo de combustibles y por comercialización de gas.
- Dado lo descrito anteriormente, el EBITDA del Segmento de Generación alcanzó un valor de Ch\$ 274.278 millones a marzo de 2024, un 0,7% superior al primer trimestre de 2023.

Información Física	mar-24	mar-23	Var %
Total Ventas (GWh)	8.906	7.900	12,7%
Total Generación (GWh)	6.051	5.068	19,4%



## Distribución y Redes

- Las ventas físicas llegaron a 3.643 GWh a marzo de 2024, equivalente a una mejora de 1,1% respecto al primer trimestre de 2023 (+41 GWh), principalmente en los segmentos industrial y comercial.
- El número de clientes creció un 2,1% durante el primer trimestre de 2024 al alcanzar un total de 2.140.260 usuarios finales, especialmente en los segmentos residencial y comercial. Por otra parte, las pérdidas de energía se mantuvieron en 5,4% en marzo de 2024 respecto a igual período del año anterior.
- Los ingresos operacionales aumentaron un 14,3% en relación a marzo de 2023 al registrar un valor de Ch\$ 376.379 millones debido esencialmente a mayores ventas de energía asociadas a una mayor venta física y un mayor precio medio de venta expresado en pesos, por indexación de contratos.
- Los costos de aprovisionamiento y servicios totalizaron Ch\$ 331.021 millones durante el primer trimestre de 2024, equivalente a un alza de 15,6% respecto al año anterior, explicada en gran medida por un mayor costo por compras de energía.
- Como resultado de lo descrito previamente, el EBITDA del negocio de Distribución y Redes alcanzó un valor de Ch\$ 19.484 millones a marzo de 2024, un 0,8% bajo el nivel registrado en el primer trimestre de 2023.

Información Física	mar-24	mar-23	Var %
Total Ventas (GWh)	3.643	3.602	1,1%
Clientes	2.140.260	2.096.833	2,1%



## **RESUMEN FINANCIERO – ENEL CHILE**

La deuda financiera bruta de la Compañía disminuyó en US\$ 23 millones respecto a diciembre 2023, totalizando US\$ 4.384 millones. Esta variación se explica por los siguientes movimientos:

- Giro en febrero y posterior prepago en marzo de 2024 de la línea de crédito comprometida de Enel Chile con Enel Finance International (de US\$ 290 millones) por US\$ 200 millones.
- Disminución de US\$ 23 millones por concepto de pasivos por arrendamiento (NIIF16).

La liquidez disponible de Enel Chile se descompone en los siguientes factores:

- Caja y caja equivalente : US\$ 450 millones
- Líneas de crédito comprometidas disponibles : US\$ 1.625 millones

El costo promedio de la deuda en marzo 2024 disminuyó a un 4,8% desde un 4,9% registrado en diciembre 2023.

### **Cobertura y protección:**

Con el objeto de mitigar los riesgos financieros asociados a la variación de tipo de cambio y de interés, Enel Chile ha establecido políticas y procedimientos para proteger sus estados financieros ante la volatilidad de estas variables.

La política de cobertura de riesgo de tipo de cambio de Enel Chile establece que debe existir un equilibrio en el largo plazo entre la moneda de indexación de los flujos que genera cada compañía y la moneda en que se endeudan. Por lo anterior, a la fecha, el Grupo Enel Chile cuenta con contratos cross currency swaps por un valor de US\$ 252 millones y forwards por US\$ 954 millones.



## **INFORMACIÓN RELEVANTE PARA EL ANÁLISIS DE LOS PRESENTES ESTADOS FINANCIEROS**

### **Cambios Regulatorios:**

- > Como parte de la agenda social anunciada por el gobierno, se publicó el 2 de noviembre de 2019 en el Diario Oficial la Ley N°21.185, del Ministerio de Energía, que creó un *Mecanismo Transitorio de Estabilización de Precios de la Energía Eléctrica para Clientes sujetos a Regulación de Tarifas* (en adelante "Ley de Estabilización Tarifaria"). Por medio de esta Ley, entre el 1 de julio de 2019 y el 31 de diciembre de 2020, los precios a traspasar a clientes regulados serían los niveles de precios definidos para el primer semestre de 2019 (Decreto 20T/2018) y se denominarían "Precio Estabilizado a Cliente Regulado" (PEC). Entre el 1 de enero 2021 y hasta el término del mecanismo de estabilización, los precios serían aquellos definidos en las fijaciones semestrales a que se refiere el artículo 158 de la Ley Eléctrica, no pudiendo ser superior al PEC ajustado de acuerdo al Índice de Precios al Consumidor a partir del 1 de enero de 2021 con base en la misma fecha (PEC ajustado). Las diferencias de facturación producto de la aplicación de este mecanismo darían origen a una cuenta por cobrar a favor de los generadores con un límite de US\$ 1.350 millones hasta el 2023. Dicho límite fue alcanzado en enero de 2022. El saldo debe ser recuperado a más tardar el 31 de diciembre de 2027.

Con fecha 14 de septiembre de 2020, la Comisión Nacional de Energía (CNE) publicó la Resolución N° 340 Exenta, que modificó las disposiciones técnicas para la implementación de la Ley de Estabilización Tarifaria. Esta Resolución aclaró que el pago a cada suministrador "deberá irse imputando al pago de saldos de manera cronológica, pagándose de los saldos más antiguos a los más nuevos" y no de manera ponderada sobre el total de saldos pendientes de pago, como la Industria interpretaba hasta dicha fecha.

- > El día 2 de agosto de 2022 fue publicada la Ley N°21.472, que creó un *Fondo de Estabilización de Tarifas y establece un Nuevo Mecanismo de Estabilización Transitorio de Precios de la Electricidad para Clientes Sometidos a Regulación de Precios*. Esta Ley establece un mecanismo de protección al cliente que tendrá por objeto pagar las diferencias que se produzcan entre los precios de los respectivos contratos de suministro regulado y la tarifa estabilizada. El objetivo es impedir el alza en las cuentas de energía eléctrica en el año 2022 y permitir alzas graduales durante la próxima década. Las diferencias que serán cubiertas por un fondo transitorio de 1.800 MMUSD, mediante un nuevo instrumento denominado Documento de Pago, emitido en forma mensual por la Tesorería General de la República a las empresas de generación de energía eléctrica, en dólares estadounidenses, reajutable, cedible, con fecha de vencimiento máxima a diciembre de 2032 y con garantía estatal.



Este fondo se financiará a través de un cargo adicional a los clientes finales segmentado por niveles de consumo, donde los clientes cuyo consumo mensual sea menor a 350 kWh quedarán exentos del cargo, al igual que las micro y pequeñas empresas con consumos mensuales de hasta 1.000 kWh.

El fondo es administrado por la Tesorería General de la República, tendrá un aporte fiscal de US\$ 20 millones anuales desde 2023 hasta el final de su vigencia, el 31 de diciembre de 2032, además de los US\$ 15 millones aportados en 2022. Todos los saldos generados en exceso al fondo de US\$ 1.350 millones indicado en la Ley 21.185, son reconocidos como parte del mecanismo establecido en la Ley N°21.472.

Con fecha 14 de marzo de 2023, la CNE publicó la Resolución Exenta N°86, que establece las disposiciones técnicas para la implementación de la Ley N°21.472. Posteriormente, con fecha 9 de agosto de 2023, la CNE emitió la Resolución Exenta N°334, que modifica la Resolución Exenta N°86, estableciendo, entre otras materias, ciertas disposiciones, procedimientos, plazos y condiciones para la adecuada implementación de la mencionada Ley.

#### **Venta de Arcadia Generación Solar S.A.:**

- > Con fecha 1 de enero de 2023, se perfeccionó la división de Enel Green Power Chile S.A., surgiendo de este proceso una nueva Compañía denominada Arcadia Generación Solar S.A., a la que se asignaron los activos y pasivos asociados a las plantas solares Carrera Pinto, Pampa Solar Norte, Diego de Almagro y Domeyko, e incorporándose a ella la totalidad de los accionistas de Enel Green Power Chile S.A. por un número de acciones igual al que tenían en la sociedad dividida. Con fecha 24 de octubre de 2023, Enel Chile concretó la venta de la totalidad de las acciones de su propiedad emitidas por Arcadia Generación Solar S.A., correspondiente a un 99,99% del capital, a Sonnedix Chile Arcadia SpA y Sonnedix Chile Arcadia Generación SpA. por una cantidad aproximada de US\$ 556 millones.



## MERCADO EN QUE PARTICIPA ENEL CHILE S.A.

### Segmento de Generación

El negocio de generación, desarrollado a través de nuestras subsidiarias Enel Generación Chile y Enel Green Power Chile (en adelante EGP Chile), cuenta con una potencia neta total de 8.478 MW al 31 de marzo de 2024. Los activos de generación se encuentran diversificados, con foco en energías renovables, las cuales representan un 77%<sup>1</sup> de la potencia neta de Enel Chile. Es así como 3.510 MW corresponden a unidades de generación hidroeléctricas, 1.978 MW a centrales térmicas que operan con gas o petróleo, 1.970 MW a plantas solares, 903 MW a unidades de generación eólica, 83 MW a capacidad geotérmica y 34 MW a sistemas de almacenamiento de energía (BESS).

A continuación, el cuadro resume la información física de nuestro Segmento de Generación al 31 de marzo de 2024 y 2023:

Mercados en que participa	Ventas de Energía (GWh)			Participación de mercado (%)	
	mar-24	mar-23	Var %	mar-24	mar-23
Sistema Eléctrico Nacional (SEN)	8.906	7.900	12,7%	43,8%	40,6%

<sup>1</sup> Corresponde a Renovables + BESS.



## Segmento de Distribución y Redes

El negocio de Distribución y Redes es llevado a cabo por nuestras subsidiarias Enel Distribución Chile S.A. y Enel Colina S.A.

Enel Distribución Chile es una de las compañías de distribución eléctrica más grande de Chile, en términos de número de clientes regulados, activos de distribución y ventas de energía. Opera en un área de concesión de 2.105 kilómetros cuadrados, bajo una concesión indefinida otorgada por el Gobierno de Chile, transmitiendo y distribuyendo electricidad en 33 comunas de la Región Metropolitana que incluyen la zona de concesión de nuestra subsidiaria Enel Colina. Su área de servicio está principalmente definida como un área densamente poblada bajo las regulaciones tarifarias chilenas, lo que la convierte en una de las empresas de distribución eléctrica para clientes regulados más grande de Chile.

A continuación, el cuadro resume la información física de nuestro Segmento de Distribución y Redes al 31 de marzo de 2024 y 2023:

Información Física	Ventas de Energía (GWh)			Pérdidas de energía (%)	
	mar-24	mar-23	Var %	mar-24	mar-23
Negocio de Distribución y Redes	3.643	3.602	1,1%	5,4%	5,4%

Otra Información	mar-24	mar-23	Var %
Número de Clientes	2.140.260	2.096.833	2,1%
Clientes/Empleados	3.677	3.621	1,5%



**ANÁLISIS RAZONADO**  
**ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS**  
**GRUPO ENEL CHILE**  
AL 31 DE MARZO DE 2024

El siguiente cuadro muestra los ingresos por ventas de energía por segmento de negocio y tipo de clientes, en términos acumulados y trimestrales al 31 de marzo de 2024 y 2023:

INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA (en millones de Ch\$)	Total Segmentos		Estructura y Ajustes		Total General	
	mar-24	mar-23	mar-24	mar-23	mar-24	mar-23
<b>Generación</b>	<b>734.813</b>	<b>806.178</b>	<b>(113.956)</b>	<b>(112.535)</b>	<b>620.857</b>	<b>693.643</b>
Clientes Regulados	350.381	416.308	(99.396)	(104.155)	250.985	312.153
Clientes no Regulados	362.569	357.850	(14.550)	(8.380)	348.019	349.470
Ventas de Mercado Spot	21.863	32.020	(10)	-	21.853	32.020
<b>Distribución y Redes</b>	<b>366.150</b>	<b>311.904</b>	<b>(4.904)</b>	<b>-</b>	<b>361.246</b>	<b>311.904</b>
Residenciales	183.336	160.785	-	-	183.336	160.785
Comerciales	111.416	96.554	-	-	111.416	96.554
Industriales	28.155	24.653	-	-	28.155	24.653
Otros Consumidores	43.243	29.912	(4.904)	-	38.339	29.912
<b>Eliminación intercompañías de distinta Línea de negocio</b>	<b>(118.860)</b>	<b>(112.535)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Ingresos por Ventas de Energía</b>	<b>982.103</b>	<b>1.005.547</b>	<b>(118.860)</b>	<b>(112.535)</b>	<b>982.103</b>	<b>1.005.547</b>
<b>Variación en millones de Ch\$ y %</b>	<b>(23.444)</b>	<b>(2,33%)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(23.444)</b>	<b>(2,33%)</b>



## I. ANÁLISIS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

### 1. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

Al 31 de marzo de 2024, el resultado atribuible a los accionistas de Enel Chile alcanzó una utilidad de Ch\$ 148.567 millones, lo que representa un aumento de Ch\$ 8.099 millones, o un incremento de 5,8%, respecto al resultado obtenido en el primer trimestre de 2023.

A continuación, se presenta información comparativa de cada ítem del estado de resultados al 31 de marzo de 2024 y 2023:

ESTADO DE RESULTADO CONSOLIDADO (en millones de Ch\$)	mar-24	mar-23	Variación	Var %
<b>Ingresos</b>	<b>1.052.796</b>	<b>1.196.261</b>	<b>(143.465)</b>	<b>(12,0%)</b>
Ingresos ordinarios	1.032.409	1.148.782	(116.373)	(10,1%)
Otros ingresos de explotación	20.387	47.479	(27.092)	(57,1%)
<b>Aprovisionamientos y Servicios</b>	<b>(693.820)</b>	<b>(837.647)</b>	<b>143.828</b>	<b>(17,2%)</b>
Compras de energía <sup>(1)</sup>	(476.645)	(469.289)	(7.356)	1,6%
Consumo de combustible	(98.375)	(136.007)	37.633	(27,7%)
Gastos de transporte	(74.069)	(83.670)	9.601	(11,5%)
Otros aprovisionamientos y servicios	(44.732)	(148.681)	103.949	(69,9%)
<b>Margen de Contribución</b>	<b>358.976</b>	<b>358.613</b>	<b>362</b>	<b>0,1%</b>
Trabajos para el inmovilizado	10.089	6.673	3.416	51,2%
Gastos de personal	(43.511)	(39.935)	(3.576)	9,0%
Otros gastos por naturaleza	(47.527)	(47.106)	(421)	0,9%
<b>Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)</b>	<b>278.027</b>	<b>278.245</b>	<b>(218)</b>	<b>(0,1%)</b>
Depreciación y amortización	(71.195)	(55.755)	(15.440)	27,7%
Pérdidas por Deterioro (Reversiones) por aplicación de NIIF 9	(3.717)	(6.859)	3.142	(45,8%)
<b>Resultado de Explotación (EBIT)</b>	<b>203.115</b>	<b>215.631</b>	<b>(12.516)</b>	<b>(5,8%)</b>
<b>Resultado Financiero</b>	<b>3.093</b>	<b>(16.901)</b>	<b>19.993</b>	<b>(118,3%)</b>
Ingresos financieros	33.194	19.337	13.857	71,7%
Gastos financieros	(65.083)	(32.727)	(32.356)	98,9%
Resultados por unidades de reajuste	15.727	2.050	13.677	n/a
Diferencia de cambio	19.254	(5.561)	24.815	n/a
<b>Otros Resultados distintos de la Operación</b>	<b>562</b>	<b>2.392</b>	<b>(1.830)</b>	<b>(76,5%)</b>
Otras inversiones	-	1.890	(1.890)	(100,0%)
Ventas de Activos	-	1.033	(1.033)	(100,0%)
Sociedades contabilizadas por método de participación	562	(531)	1.093	(205,7%)
<b>Resultado Antes de Impuestos</b>	<b>206.769</b>	<b>201.122</b>	<b>5.647</b>	<b>2,8%</b>
Impuesto sobre sociedades	(45.731)	(47.333)	1.602	(3,4%)
<b>Resultado del Período</b>	<b>161.039</b>	<b>153.789</b>	<b>7.249</b>	<b>4,7%</b>
<b>Resultado atribuible a los propietarios de la controladora</b>	<b>148.567</b>	<b>140.468</b>	<b>8.099</b>	<b>5,8%</b>
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	12.472	13.321	(849)	(6,4%)
<b>Utilidad por acción \$ <sup>(1)</sup></b>	<b>2,15</b>	<b>2,03</b>	<b>0,12</b>	<b>5,8%</b>

(1) Al 31 de marzo de 2024 y 2023, el número promedio de acciones ordinarias en circulación ascendió a 69.166.557.220.



## EBITDA

El EBITDA consolidado de Enel Chile al 31 de marzo de 2024, alcanzó los Ch\$ 278.027 millones, manteniéndose en línea respecto al mismo período de 2023, donde alcanzó los Ch\$ 278.245 millones, presentando una leve disminución equivalente a un 0,1%. Esta variación se da como resultado principalmente de menores ingresos por comercialización de gas, en el Segmento de Generación, compensado en gran parte por menores costos de explotación, producto de menores costos por comercialización de gas y consumo de combustibles, ambos también en el Segmento de Generación.

Los ingresos de explotación, costos de explotación, gastos de personal y otros gastos por naturaleza que determinan nuestro EBITDA, desglosados por cada segmento de negocios al 31 de marzo de 2024 y 2023, se presentan a continuación:

<b>EBITDA POR SEGMENTO DE NEGOCIO</b> <b>(en millones de Ch\$)</b>	<b>mar-24</b>	<b>mar-23</b>	<b>Variación</b>	<b>Var %</b>
Ingresos de Explotación Segmento de Generación	783.744	978.713	(194.969)	(19,9%)
Ingresos de Explotación Segmento de Distribución y Redes	376.379	329.167	47.212	14,3%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(107.327)	(111.619)	4.292	(3,9%)
<b>Total Ingresos de Explotación Consolidados</b>	<b>1.052.796</b>	<b>1.196.261</b>	<b>(143.465)</b>	<b>(12,0%)</b>
Costos de Explotación Segmento de Generación	(463.103)	(659.103)	196.000	(29,7%)
Costos de Explotación Segmento de Distribución y Redes	(331.021)	(286.432)	(44.589)	15,6%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	100.304	107.887	(7.583)	(7,0%)
<b>Total Costos de Explotación Consolidados</b>	<b>(693.820)</b>	<b>(837.647)</b>	<b>143.828</b>	<b>(17,2%)</b>
Gastos de personal	(11.590)	(14.359)	2.769	(19,3%)
Otros gastos por naturaleza	(34.772)	(32.818)	(1.954)	6,0%
<b>Total Segmento de Generación</b>	<b>(46.363)</b>	<b>(47.177)</b>	<b>814</b>	<b>(1,7%)</b>
Gastos de personal	(9.277)	(7.096)	(2.181)	30,7%
Otros gastos por naturaleza	(16.596)	(15.995)	(601)	3,8%
<b>Total Segmento de Distribución y Redes</b>	<b>(25.873)</b>	<b>(23.091)</b>	<b>(2.782)</b>	<b>12,1%</b>
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(8.713)	(10.099)	1.387	(13,7%)
<b>EBITDA</b>				
<b>EBITDA Segmento de Generación</b>	<b>274.278</b>	<b>272.433</b>	<b>1.845</b>	<b>0,7%</b>
<b>EBITDA Segmento de Distribución y Redes</b>	<b>19.484</b>	<b>19.644</b>	<b>(159)</b>	<b>(0,8%)</b>
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(15.736)	(13.831)	(1.904)	13,8%
<b>Total EBITDA Consolidado ENEL CHILE</b>	<b>278.027</b>	<b>278.245</b>	<b>(218)</b>	<b>(0,1%)</b>



### **EBITDA Segmento de Generación:**

El EBITDA de nuestro Segmento de Generación al 31 de marzo de 2024 alcanzó los Ch\$ 274.278 millones, lo que representa un aumento de Ch\$ 1.845 millones, equivalente a un incremento de un 0,7%, con respecto al mismo período de 2023.

Las principales variables que explican este resultado se describen a continuación:

- **Los Ingresos de Explotación al 31 de marzo de 2024, alcanzaron los Ch\$ 783.744 millones**, lo que representa una **reducción de Ch\$ 194.969 millones**, o un 19,9% inferior a marzo de 2023, que se explica fundamentalmente por lo siguiente:
  - > **Menores otras ventas por Ch\$ 197.044 millones**, explicado fundamentalmente por: **(i)** una disminución en los resultados provenientes de cobertura de commodities por Ch\$ 124.270 millones, producto principalmente de menores operaciones asociadas a un menor volumen de venta de gas; y **(ii)** un menor ingreso por venta de gas por Ch\$ 72.855 millones.
  - > **Menores otros ingresos de explotación por Ch\$ 27.886 millones**, explicado principalmente por: **(i)** menores ingresos adicionales por Ch\$ 23.685 millones generado por una optimización de términos comerciales considerados en contratos con proveedores de energía; y **(ii)** menores ingresos por coberturas de commodities por Ch\$ 10.368 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por: **(i)** mayores ingresos por Ch\$ 4.343 millones, producto de reverso de provisión por multa; y **(ii)** mayores ingresos por servicios de regasificación por Ch\$ 1.512 millones.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- > **Mayores ingresos por ventas de energía por Ch\$ 29.671 millones**, debido a mayores ventas físicas por Ch\$ 88.283 millones, correspondientes a +1.006 GWh, explicado por mayores ventas a clientes regulados (+570 GWh), mayores ventas en el mercado spot (+382 GWh) y mayores ventas a clientes libres (+55 GWh). Lo anterior, parcialmente compensado por: **(i)** menores ingresos asociados a un menor precio medio de venta expresado en pesos por Ch\$ 26.744 millones; y **(ii)** menores ingresos por coberturas de tipo de cambio por Ch\$ 26.011 millones.



- **Los Costos de Explotación acumulados al 31 de marzo de 2024, ascendieron a Ch\$ 463.103 millones, presentando una disminución de Ch\$ 196.000 millones, o un 29,7% inferior a marzo de 2023, que se explica fundamentalmente por:**
  - > **Menores otros provisionamientos variables y servicios por Ch\$ 104.502 millones**, explicado principalmente por: (i) menores costos de venta por comercialización de gas por Ch\$ 88.690 millones; y (ii) menores costos por operaciones de coberturas de commodities por Ch\$ 22.244 millones, producto de un menor volumen de operaciones.
  - > **Menores compras de energía por Ch\$ 44.992 millones**, que se explican fundamentalmente por un menor precio promedio de compra producto de las condiciones del sistema durante el período, a pesar de existir un leve aumento de las compras físicas, equivalente a +23 GWh (+564 GWh de compras a otras generadoras, compensado casi en su totalidad por -541 GWh de compras en el mercado spot).
  - > **Menores costos por consumo de combustible por Ch\$ 37.633 millones**, explicado principalmente por: (i) un menor costo por consumo de gas por Ch\$ 31.816 millones, producto de una menor generación con este combustible unido a un menor precio promedio de compra; y (ii) un menor costo por consumo de petróleo por Ch\$ 4.134 millones, también explicado por un menor despacho térmico.
  - > **Menores gastos de transporte por Ch\$ 8.874 millones**, que se explican por un menor gasto en peajes por Ch\$ 21.542 millones, debido fundamentalmente a menores costos por concepto de Ingresos Tarifarios (IT) asociado principalmente a la baja de los precios spot, parcialmente compensado por un mayor costo por regasificación y transporte de gas por Ch\$ 12.668 millones.
- **Los Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado) alcanzaron los Ch\$ 11.590 millones al 31 de marzo de 2024, disminuyendo en Ch\$ 2.769 millones respecto a marzo de 2023.** Esta variación se explica principalmente por: (i) menor gasto por beneficios a los empleados por conceptos tales como salud y calidad de vida, bono de desempeño anual y otros gastos recurrentes por Ch\$ 2.426 millones; y (ii) mayor activación de mano de obra por Ch\$ 1.292 millones, relacionados con el desarrollo de proyectos de energías renovables. Lo anterior, parcialmente compensado por un mayor gasto por pago de bonos otorgados a los empleados por negociaciones colectivas por Ch\$ 1.139 millones, fundamentalmente en Enel Generación Chile.
- **Los Otros Gastos por Naturaleza al 31 de marzo de 2024, alcanzaron los Ch\$ 34.772 millones, aumentando en Ch\$ 1.954 millones respecto a marzo de 2023,** explicado fundamentalmente por un mayor gasto por servicios de reparación y mantención por Ch\$ 2.060 millones, producto de la entrada en operación de proyectos solares y eólicos.



### **EBITDA Segmento de Distribución y Redes:**

El EBITDA de nuestro Segmento de Distribución y Redes alcanzó los Ch\$ 19.484 millones por el período terminado al 31 de marzo de 2024, lo que representa una disminución de Ch\$ 159 millones, equivalente a una reducción de 0,8%, con respecto al primer trimestre de 2023.

Las principales variables que explican este resultado se describen a continuación:

- **Los Ingresos de Explotación alcanzaron los Ch\$ 376.379 millones al 31 de marzo de 2024**, presentando un **aumento de Ch\$ 47.212 millones** respecto a los ingresos alcanzados en el mismo período de 2023. Esta variación equivalente a un incremento de un 14,3%, se explica principalmente por:

- > **Mayores ingresos por ventas de energía por Ch\$ 50.826 millones**, debido fundamentalmente a: (i) un mayor ingreso por Ch\$ 30.757 millones, producto de estimaciones de descuento en la tarifa reconocidas a marzo de 2023, asociadas a la disposición denominada “beneficio al cliente final” establecida por la Ley N°21.472; (ii) un mayor precio medio de venta expresado en pesos por Ch\$ 15.926 millones, principalmente por efecto de indexaciones; y (iii) una mayor venta física de energía (+41 GWh), fundamentalmente en el segmento de clientes comerciales e industriales, por Ch\$ 4.143 millones.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- > **Menores ingresos por otras prestaciones de servicios por Ch\$ 3.386 millones**, explicado fundamentalmente por un menor ingreso por servicios de construcción de empalmes y alumbrado público.

- **Los Costos de Explotación al 31 de marzo de 2024, ascendieron a Ch\$ 331.021 millones**, lo que representa un **aumento de Ch\$ 44.589 millones** respecto a marzo de 2023, equivalente a un 15,6% de alza, que se explica por:

- > **Mayores costos por compras de energía por Ch\$ 45.745 millones**, debido fundamentalmente a: (i) un mayor costo por Ch\$ 30.757 millones, producto de estimaciones de descuento en la tarifa reconocidas al cierre de marzo 2023, asociadas a la disposición denominada “beneficio al cliente final” establecida por la Ley N°21.472; (ii) una mayor compra física en el periodo (+62 GWh) por Ch\$ 8.502 millones; y (iii) un mayor precio medio de compra por Ch\$ 6.486 millones, principalmente por efecto de indexaciones.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- > **Menores otros aprovisionamientos variables y servicios por Ch\$ 1.808 millones**, debido principalmente a: (i) menores costos por otros servicios de valor agregado por Ch\$ 1.008 millones; y (ii) un menor costo asociado a corte y reposición por Ch\$ 868 millones.



- **Los Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado) alcanzaron los Ch\$ 9.277 millones al 31 de marzo de 2024**, lo que representa un **aumento de Ch\$ 2.181 millones** respecto a marzo de 2023, como consecuencia principalmente de un mayor gasto por pago de bonos otorgados a los empleados por negociaciones colectivas por Ch\$ 4.983 millones, parcialmente compensado por una mayor activación de gastos de personal destinados a proyectos de inversión por Ch\$ 2.750 millones.
- **Los Otros Gastos por Naturaleza alcanzaron los Ch\$ 16.596 millones al 31 de marzo de 2024**, lo que representa un **aumento de Ch\$ 601 millones** comparado con el mismo período de 2023, explicado principalmente por un mayor costo en servicios de mantención y reparación.



## DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y DETERIORO

A continuación, se muestra por segmento, un resumen del **EBITDA**, **Gastos por Depreciación, Amortización y Deterioro**, y **EBIT** para el Grupo Enel Chile, al 31 de marzo de 2024 y 2023:

SEGMENTO DE NEGOCIO (en millones de Ch\$)	mar-24			mar-23		
	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
Segmento Generación	274.278	(56.461)	217.817	272.433	(43.941)	228.492
Segmento Distribución y Redes	19.484	(17.353)	2.131	19.644	(17.712)	1.932
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(15.736)	(1.098)	(16.834)	(13.831)	(962)	(14.793)
<b>Total Consolidados ENEL CHILE</b>	<b>278.027</b>	<b>(74.912)</b>	<b>203.115</b>	<b>278.245</b>	<b>(62.614)</b>	<b>215.631</b>

La depreciación, amortización y deterioro ascendió a Ch\$ 74.912 millones, por el período terminado al 31 de marzo de 2024, aumentando en Ch\$ 12.298 millones respecto al mismo período del año anterior. Esta variación se explica por:

- > **Mayor gasto por depreciación y amortización por Ch\$ 15.440 millones**, explicado principalmente por: **(i) un mayor gasto en el Segmento de Generación por Ch\$ 13.439 millones**, producto de un mayor gasto en EGP Chile por Ch\$ 18.698 millones, debido a la entrada en operación de nuevas unidades de generación solares y eólicas unido a un efecto de tipo de cambio, parcialmente compensado por un menor gasto por Ch\$ 4.443 millones producto de la salida de Arcadia Generación Solar S.A. del perímetro de consolidación en octubre de 2023; **(ii) un mayor gasto en la Matriz Enel Chile por Ch\$ 1.000 millones**, producto de una mayor depreciación de activos por derecho de uso, relacionados con el arriendo de la nueva sede corporativa del Grupo en MUT (Mercado Urbano Tobalaba); y **(iii) un mayor gasto en el Segmento de Distribución y Redes por Ch\$ 778 millones**, relacionado con el traspaso de nuevas inversiones a explotación.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- > **Menor pérdida por deterioro de cuentas por cobrar por Ch\$ 3.142 millones**, fundamentalmente en el **Segmento de Distribución y Redes por Ch\$ 1.137 millones**, debido a un incremento en la recuperación de deuda con mayor antigüedad, como consecuencia de variadas iniciativas de cobranza llevadas a cabo por la Compañía, unido a una menor pérdida en **Enel X Chile por Ch\$ 1.087 millones**, que se debe en gran medida a una disminución de las cuentas por cobrar a clientes producto de su venta, específicamente de cuentas por cobrar que surgieron de contratos de arrendamiento financiero celebrados por la Compañía, relacionados con proyectos de movilidad eléctrica.



## RESULTADO NO OPERACIONAL

El siguiente cuadro presenta los resultados no operacionales consolidados de Enel Chile, al 31 de marzo de 2023 y 2024:

<b>RESULTADOS NO OPERACIONALES</b> <b>(en millones de Ch\$)</b>	<b>mar-24</b>	<b>mar-23</b>	<b>Variación</b>	<b>%</b>
Ingresos Financieros	33.194	19.337	13.857	71,7%
Gastos Financieros	(65.083)	(32.727)	(32.356)	98,9%
Diferencias de Cambio	19.254	(5.561)	24.815	n/a
Resultados por Unidades de Reajuste	15.727	2.050	13.677	n/a
<b>Total Resultado Financiero</b>	<b>3.093</b>	<b>(16.901)</b>	<b>19.993</b>	<b>(118,3%)</b>
Otras Inversiones	-	1.890	(1.890)	(100,0%)
Ventas de Activos	-	1.033	(1.033)	(100,0%)
Sociedades contabilizadas por el método de la participación	562	(531)	1.093	(205,7%)
<b>Total Otros Resultados Distintos de la Operación</b>	<b>562</b>	<b>2.392</b>	<b>(1.830)</b>	<b>(76,5%)</b>
<b>Resultado Antes de Impuesto</b>	<b>206.769</b>	<b>201.122</b>	<b>5.647</b>	<b>2,8%</b>
Impuesto sobre Sociedades	(45.731)	(47.333)	1.602	(3,4%)
<b>Resultado del Período</b>	<b>161.039</b>	<b>153.789</b>	<b>7.249</b>	<b>4,7%</b>
<i>Atribuible a los propietarios de la controladora</i>	<i>148.567</i>	<i>140.468</i>	<i>8.099</i>	<i>5,8%</i>
<i>Atribuible a participaciones no controladoras</i>	<i>12.472</i>	<i>13.321</i>	<i>(849)</i>	<i>(6,4%)</i>

### Resultado Financiero:

El resultado financiero consolidado de Enel Chile registró una utilidad de Ch\$ 3.093 millones al 31 de marzo de 2024, lo que representa una variación positiva de Ch\$ 19.993 millones con respecto al gasto de Ch\$ 16.901 millones obtenido en marzo de 2023. Las variables que explican este resultado se describen a continuación:

**Mayores ingresos financieros por Ch\$ 13.857 millones**, explicados principalmente por: (i) mayores ingresos por Ch\$ 14.327 millones que corresponden a intereses generados por cuentas por cobrar a compañías de Distribución Eléctrica, que están pendientes de facturación, a la espera de la emisión de los correspondientes decretos tarifarios; y (ii) mayores ingresos por refinanciamiento a clientes por Ch\$ 1.455 millones. Todo lo anterior, parcialmente compensado por menores ingresos asociados a inversiones temporales en instrumentos de renta fija por Ch\$ 5.076 millones.

**Mayores gastos financieros por Ch\$ 32.356 millones**, principalmente explicados por: **(i)** mayores intereses asociados a bonos y créditos bancarios por Ch\$ 14.760 millones; **(ii)** mayores gastos financieros por Ch\$ 9.858 millones, vinculado a pérdidas en ventas de cuentas por cobrar de naturaleza financiera, específicamente de activos que surgieron de contratos de arrendamiento financiero celebrados por la Compañía, relacionados con proyectos de movilidad eléctrica; **(iii)** mayores costos financieros por acuerdos de optimización de calendario de pago con proveedores por Ch\$ 4.376 millones; y **(iv)** mayores gastos financieros con empresas relacionadas por Ch\$ 2.639 millones, asociado a una mayor deuda con Enel Finance International (EFI).

**Mayor utilidad por unidades de reajuste por Ch\$ 13.677 millones**, principalmente explicada por: **(i)** mayor utilidad por reajuste de cuentas por cobrar comerciales por Ch\$ 5.912 millones, que incluye un efecto positivo por Ch\$ 7.094 millones correspondiente a reajustes generados por cuentas por cobrar a compañías de Distribución Eléctrica, que están pendientes de facturación a la espera de la emisión de los correspondientes decretos tarifarios; **(ii)** mayores efectos positivo debido a la aplicación de la NIC 29 “Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias” sobre la sucursal que posee Enel Generación Chile en Argentina por Ch\$ 6.371 millones; y **(iii)** mayor utilidad por reajuste de cuentas por pagar comerciales por Ch\$ 1.271 millones.

**Mayor utilidad por diferencias de cambio por Ch\$ 24.815 millones**, explicada principalmente por: **(i)** mayores diferencias de cambio positivas por cuentas por cobrar a empresas relacionadas por Ch\$ 377.511 millones, asociadas fundamentalmente a cuentas por cobrar a EGP Chile; **(ii)** mayores diferencias de cambio positivas generadas por cuentas por cobrar comerciales por Ch\$ 164.657 millones, producto fundamentalmente de la aplicación de los mecanismos de estabilización tarifaria establecidos por las Leyes N°21.185 y N°21.472<sup>2</sup> que requirieron la dolarización de las cuentas por cobrar pendientes de cobro a clientes regulados, que generó un efecto positivo por Ch\$ 169.940 millones; y **(iii)** mayores diferencias de cambio positivas por otros activos financieros por Ch\$ 24.358 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por: **(i)** mayores diferencias de cambio negativas por deuda financiera e instrumentos derivados por Ch\$ 205.351 millones; **(ii)** mayores diferencias de cambio negativas por cuentas por pagar comerciales por Ch\$ 99.566 millones, que incluye un efecto negativo por Ch\$ 50.350 millones generado por la aplicación de los mecanismos de estabilización tarifaria establecidos por las Leyes N°21.185

---

<sup>2</sup> Durante el mes de enero del 2022 se alcanzó el límite de US\$ 1.350 millones de cuentas por cobrar a clientes regulados que estableció la Ley N° 21.185, que creó un mecanismo transitorio de estabilización tarifaria para clientes regulados. El cese de aplicación de la Ley N° 21.185 implicó que a partir de febrero de 2022 comenzaran a acumularse cuentas por cobrar de corto plazo a clientes regulados por la diferencia entre los precios teóricos que surgen de las condiciones establecidas en los contratos con las respectivas empresas Distribuidoras y las tarifas reguladas que actualmente se están aplicando en la facturación a los clientes finales. El día 2 de agosto de 2022 fue publicada la Ley N°21.472, que crea un fondo de estabilización de tarifas y establece un nuevo mecanismo de estabilización transitorio de precios de la electricidad para clientes regulados. Cabe señalar que todos los saldos generados en exceso al fondo de US\$ 1350 millones indicado en la Ley N°21.185, son reconocidos como parte del mecanismo establecido en la Ley N°21.472. Con fecha 2 de marzo de 2023, la Comisión Nacional de Energía emitió al Resolución Exenta N°68, que estableció las disposiciones técnicas para la implementación de la Ley N°21.472.



y N°21.472; y (iii) mayores diferencias de cambio negativas por cuentas por pagar a empresas relacionadas por Ch\$ 233.552 millones, asociadas a créditos con EFI.

**Impuesto a las ganancias sobre Sociedades:**

**El Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades alcanzó una pérdida de Ch\$ 45.731 millones por el período terminado al 31 de marzo de 2024, lo que representa un menor gasto de Ch\$ 1.602 millones respecto al mismo período del año anterior. Esta variación se explica principalmente por un menor gasto por impuestos de Ch\$ 1.090 millones, relacionado con reversos de provisiones de multas fiscales registradas en ejercicios anteriores.**



## 2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Los **Activos Totales** de la Compañía **aumentaron en Ch\$ 708.252 millones al 31 de marzo de 2024**, comparado con el total de activos al 31 de diciembre 2023.

<b>ACTIVOS</b> <b>(en millones de Ch\$)</b>	<b>mar-24</b>	<b>dic-23</b>	<b>Variación</b>	<b>Var %</b>
Activos Corrientes	2.431.752	2.370.971	60.781	2,6%
Activos No Corrientes	10.110.221	9.462.750	647.471	6,8%
<b>Total Activos</b>	<b>12.541.973</b>	<b>11.833.721</b>	<b>708.252</b>	<b>6,0%</b>

Los **Activos Corrientes** presentaron un aumento de **Ch\$ 60.781 millones** al 31 de marzo de 2024 y las variaciones de los principales rubros se resumen como sigue:

- **Aumento de Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes por Ch\$ 174.480 millones**, debido fundamentalmente a mayores cuentas por cobrar comerciales por Ch\$ 176.460 millones, que se explica principalmente por los siguientes factores: **(i)** un aumento por Ch\$ 149.363 millones, como consecuencia de la aplicación de la Ley N°21.472 en el período; y **(ii)** un aumento por Ch\$ 34.077 millones asociado a reliquidaciones pendientes de facturación a empresas de Distribución Eléctrica, a la espera de la emisión de los correspondientes decretos tarifarios. Lo anterior, parcialmente compensado por una disminución por Ch\$ 14.691 millones, por efecto de ventas de cuentas por cobrar asociadas a la aplicación de la Ley 21.472.
- **Aumento de activos por impuestos corrientes por Ch\$ 10.317 millones**, explicado principalmente por: **(i)** mayores pagos previsionales mensuales por Ch\$ 6.616 millones, provenientes fundamentalmente de Enel Generación Chile; y **(ii)** mayores créditos por gastos de capacitación por Ch\$ 3.701 millones.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- **Disminución del Efectivo y equivalentes al efectivo por Ch\$ 121.363 millones**, explicado principalmente por las siguientes salidas de efectivo por: **(i)** pago a proveedores por Ch\$ 1.039.869 millones; **(ii)** compras de propiedades, planta y equipo por Ch\$ 229.014 millones; **(iii)** pago de dividendos por Ch\$ 46.239 millones; **(iv)** pago a los empleados por Ch\$ 44.184 millones; **(v)** pago de intereses por Ch\$ 25.148 millones; **(vi)** pago de impuesto a las ganancias por Ch\$ 24.901 millones; **(vii)** otras salidas de efectivo netas por Ch\$ 27.979 millones, fundamentalmente por pago de IVA y otros impuestos. Todo lo anterior, parcialmente compensado por recaudación de clientes por Ch\$ 1.315.971 millones, que incluye un ingreso de caja por Ch\$ 540.426 millones, asociado a la venta y cesión de derechos de cobro de cuentas comerciales por cobrar en los Segmentos de Generación y de Distribución y Redes.



Los **Activos No Corrientes** aumentaron en **Ch\$ 647.471 millones** respecto del saldo al 31 de diciembre de 2023. Las variaciones de los principales rubros se describen como sigue:

- **Aumento de Propiedades, planta y equipos por Ch\$ 473.222 millones**, explicado fundamentalmente por: **(i)** incremento por diferencias de conversión por Ch\$ 403.163 millones, provenientes del Grupo EGP Chile; **(ii)** aumento de las obras en curso por Ch\$ 124.073 millones, principalmente en el Segmento de Generación; y **(iii)** aumento de plantas y equipo de generación por Ch\$ 6.410 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por la depreciación del período por Ch\$ 62.641 millones.
- **Aumento de Activos intangibles distintos de la plusvalía por Ch\$ 65.573 millones**, explicado principalmente por: **(i)** un aumento de los programas informáticos por Ch\$ 53.931 millones, fundamentalmente en el Segmento de Generación; y **(ii)** un aumento por efecto de tipo de cambio por Ch\$ 11.749 millones, asociado a EGP Chile, cuya moneda funcional es el dólar estadounidense.
- **Aumento de Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes por Ch\$ 63.650 millones**, explicado principalmente por mayores cuentas por cobrar comerciales por Ch\$ 115.681 millones, fundamentalmente asociadas a la aplicación de los mecanismos de estabilización tarifaria de clientes regulados establecidos por las Leyes N°21.185 y N°21.472. Lo anterior, parcialmente compensado por menores de cuentas por cobrar por arrendamiento financiero por Ch\$ 52.686 millones, producto fundamentalmente de menores arrendamientos financieros de buses eléctricos pertenecientes a Enel X Chile.
- **Aumento de Activos por impuestos diferidos por Ch\$ 26.983 millones**, explicado fundamentalmente por mayores activos por pérdidas tributarias por Ch\$ 28.198 millones, de los cuales Ch\$ 22.363 millones provienen de la Matriz Enel Chile, Ch\$ 2.564 millones de Enel Distribución Chile y Ch\$ 2.540 millones de Enel Generación Chile.
- **Aumento de Activos por derecho de uso por Ch\$ 9.273 millones**, explicado fundamentalmente por efecto de tipo de cambio, asociado a las compañías del Grupo EGP Chile.
- **Aumento de Plusvalías por Ch\$ 4.153 millones**, explicado por efecto de tipo de cambio provenientes de las compañías del Grupo EGP Chile.



Los **Pasivos Totales** de la Compañía, incluido el Patrimonio, alcanzaron los **Ch\$ 12.541.973 millones al 31 de marzo de 2024**, presentando un aumento de un 6,0% comparado con el total de pasivos y patrimonio al 31 de diciembre de 2023.

<b>PASIVOS Y PATRIMONIO</b> <b>(en millones de Ch\$)</b>	<b>mar-24</b>	<b>dic-23</b>	<b>Variación</b>	<b>Var %</b>
Pasivos Corrientes	2.905.118	2.793.918	111.200	4,0%
Pasivos No corrientes	4.723.707	4.278.917	444.790	10,4%
Patrimonio Total	4.913.148	4.760.886	152.262	3,2%
<i>Atribuible a los propietarios de la controladora</i>	4.573.701	4.446.080	127.621	2,9%
<i>Participaciones no controladoras</i>	339.447	314.806	24.641	7,8%
<b>Total Patrimonio y Pasivos</b>	<b>12.541.973</b>	<b>11.833.722</b>	<b>708.251</b>	<b>6,0%</b>

Los **Pasivos Corrientes** presentaron un aumento de **Ch\$ 111.200 millones** al 31 de marzo de 2024. A continuación, se explican las variaciones de los principales rubros que lo conforman:

- **Aumento de Otros pasivos financieros corrientes por Ch\$ 159.069 millones**, explicado por: **(i)** un aumento de pasivos por préstamos bancarios y bonos por Ch\$ 82.438 millones, fundamentalmente por efecto de tipo de cambio por Ch\$ 56.941 millones, unido al devengo de intereses del período neto de intereses pagados por Ch\$ 24.308 millones; y **(ii)** un aumento de pasivos por derivados de cobertura por Ch\$ 76.606 millones.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- **Disminución de Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes por Ch\$ 48.643 millones**, explicado principalmente por menores cuentas por pagar por: **(i)** compra de activos por Ch\$ 110.474 millones; **(ii)** compra de bienes y servicios por Ch\$ 80.271 millones; **(iii)** compra de combustibles por Ch\$ 58.776 millones; **(iv)** dividendos por Ch\$ 19.877 millones; y **(v)** cuentas por pagar al personal por Ch\$ 14.748 millones. Todo lo anterior, compensado en gran parte por mayores cuentas por pagar por compra de energía por Ch\$ 238.246 millones.

Los **Pasivos No Corrientes** aumentaron en **Ch\$ 444.790 millones** al 31 de marzo de 2024, y se explica principalmente por lo siguiente:

- **Aumento de Otros pasivos financieros no corrientes por Ch\$ 208.194 millones**, explicado por: **(i)** un aumento de pasivos por préstamos bancarios y bonos por Ch\$ 206.177 millones, fundamentalmente por efecto de tipo de cambio por Ch\$ 203.976 millones, unido al devengo de intereses del período por Ch\$ 3.368 millones; y **(ii)** un aumento de pasivos por derivados de cobertura por Ch\$ 2.017 millones.



- **Aumento de Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes por Ch\$ 123.864 millones**, que se explica por un incremento de las cuentas por pagar a EFL debido fundamentalmente a un efecto de tipo de cambio por Ch\$ 140.178 millones, producto de la depreciación del peso chileno respecto al dólar estadounidense. Lo anterior, parcialmente compensado por el traspaso a corriente de la porción corto plazo de la deuda por Ch\$ 16.849 millones.
- **Aumento de Otras cuentas por pagar no corrientes por Ch\$ 87.584 millones**, explicado principalmente por mayores cuentas por pagar por compra de energía por Ch\$ 87.518 millones, asociadas en gran medida a la aplicación de los mecanismos de estabilización tarifaria de clientes regulados establecidos por las Leyes N°21.185 y N°21.472.
- **Aumento de pasivos por impuestos diferidos por Ch\$ 25.600 millones**, explicado principalmente por: (i) mayores pasivos por impuestos diferidos por diferencias de conversión de elementos de propiedades, planta y equipo por Ch\$ 17.122 millones provenientes del Grupo EGP Chile; y (ii) mayores impuestos diferidos asociados activos y pasivos por arrendamientos por Ch\$ 12.566 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por: (i) menores impuestos diferidos por pérdidas tributarias por Ch\$ 1.582 millones en EGP Chile; y (ii) menores impuestos diferidos por depreciación de activos fijos por Ch\$ 1.435 millones.

**El Patrimonio Total ascendió a Ch\$ 4.913.148 millones al 31 de marzo de 2024**, presentando un **aumento de Ch\$ 152.262 millones** respecto al 31 de diciembre de 2023, y se explica principalmente por lo siguiente:

**El Patrimonio Atribuible a los Propietarios de Enel Chile fue de Ch\$ 4.573.701 millones**, y se desglosa como sigue: Capital emitido por Ch\$ 3.882.103 millones, Utilidades acumuladas por Ch\$ 3.066.418 millones y Otras reservas negativas por Ch\$ 2.374.821 millones.

- > **Las Utilidades acumuladas, presentan una variación positiva de Ch\$ 148.567 millones**, que se explica por la utilidad del período.
- > **Las Otras reservas presentan una variación negativa de Ch\$ 20.946 millones**, que se explican por menores reservas de cobertura de flujo de caja por Ch\$ 126.009 millones y menores otras reservas por Ch\$ 4.059 millones. Lo anterior, compensado en gran parte por mayores reservas de conversión por Ch\$ 109.123 millones.

**El Patrimonio Atribuible a las Participaciones No Controladoras fue de Ch\$ 339.447 millones**, presentando un aumento de Ch\$ 24.641 millones respecto del saldo al 31 de diciembre de 2023, explicado principalmente por la utilidad del ejercicio por Ch\$ 12.472 millones, unido a un mayor otro resultado integral por Ch\$ 12.454 millones.



## Evolución de los principales indicadores financieros

INDICADOR FINANCIERO		UNIDAD	mar-24	dic-23	mar-23	Variación	Var %
<b>Liquidez</b>	Liquidez Corriente (1)	Veces	0,84	0,85	-	(0,01)	(1,4%)
	Razón Ácida (2)	Veces	0,80	0,82	-	(0,01)	(1,4%)
	Capital de Trabajo	MMCh\$	(473.366)	(422.947)	-	(50.419)	11,9%
<b>Endeudamiento</b>	Razón de endeudamiento (3)	Veces	1,55	1,49	-	0,07	4,5%
	Deuda Corto Plazo (4)	%	38,1%	39,5%	-	(1,4%)	(3,6%)
	Deuda Largo Plazo (5)	%	61,9%	60,5%	-	1,4%	2,4%
	Cobertura Costos Financieros (6)	Veces	9,24	-	7,68	1,56	20,3%
<b>Rentabilidad</b>	Resultado explotación/Ingreso explotación	%	19,3%	-	18,3%	0,9%	5,2%
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE) (7)	%	14,7%	-	36,0%	(21,3%)	(59,2%)
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA) (8)	%	5,7%	-	13,3%	(7,6%)	(56,9%)

(1) Corresponde a la razón entre (i) Activos Corrientes y (ii) Pasivos Corrientes.

(2) Corresponde a la razón entre (i) Activos Corrientes neto de Inventarios y Gastos Anticipados y (ii) Pasivos Corrientes.

(3) Corresponde a la razón entre (i) Total Pasivos y (ii) Patrimonio Total.

(4) Corresponde a la proporción del (i) Pasivo Corriente en relación a (ii) Total Pasivos.

(5) Corresponde a la proporción del (i) Pasivo No Corriente en relación a (ii) Total Pasivos.

(6) Corresponde a la razón entre (i) el Resultado Bruto de Explotación y (ii) Resultado financiero neto de Ingresos financieros.

(7) Corresponde a la razón entre (i) la ganancia del período atribuible a los propietarios de la controladora por 12 meses móviles al 31 de marzo y (ii) el promedio entre el patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora al inicio del período y al fin del período.

(8) Corresponde a la razón entre (i) resultado total del período por 12 meses móviles al 31 de marzo y (ii) el promedio del total de activos al inicio del período y al fin del período.

- > **La liquidez corriente** al 31 de marzo de 2024 alcanzó 0,84 veces, presentando una variación negativa de 1,4% con respecto al 31 de diciembre de 2023. Esta variación está explicada en gran medida por el aumento de los pasivos financieros, fundamentalmente por efecto de tipo de cambio en préstamos bancarios y bonos.
- > **El capital de trabajo** al 31 de marzo de 2024 tuvo un valor negativo de Ch\$ 473.366 millones, lo que representa una variación negativa de Ch\$ 50.419 millones, respecto al capital de trabajo negativo obtenido al 31 de diciembre de 2023, también principalmente explicado por las razones anteriores.
- > **La razón de endeudamiento** fue de 1,55 veces, lo cual representa el grado de compromiso del patrimonio de Enel Chile para el período 2024, versus el 1,49 veces al 31 de diciembre de 2023. Este empeoramiento en el índice se debe en gran medida al aumento de pasivos por préstamos bancario y bonos, y aumento de la deuda de Enel Chile con EFI, todo fundamentalmente explicado por efecto de tipo de cambio.
- > **La cobertura de costos financieros** para el período terminado al 31 de marzo de 2024 fue de 9,24 veces, lo que indica la capacidad de cubrir los gastos financieros con el EBITDA. El aumento de un 20,3% en este índice comparado con marzo 2023, se explica en gran medida por la mejora en el resultado financiero del período, producto de una mayor utilidad por diferencias de cambio y unidades de reajuste.
- > **El índice de rentabilidad** registró un porcentaje de 19,3% al 31 de marzo de 2024, comparado con el porcentaje de 18,3% obtenido en el mismo período de 2023. El mejor desempeño, correspondiente a 1,0 p.p., se debe en gran medida a menores costos de explotación, fundamentalmente en el Segmento de Generación.



- > **La rentabilidad del patrimonio** fue de 14,7% al 31 de marzo de 2024, lo que representa una disminución de 21,3 p.p. respecto al 36,0% obtenido al 31 de marzo de 2023. Aislado los efectos extraordinarios registrados en los períodos móviles comparados, relacionados fundamentalmente con el proceso de descarbonización y la venta de Enel Transmisión Chile y Arcadia Generación Solar, el índice de rentabilidad del patrimonio habría disminuido en 8,3 p.p. (11,2% al 31 de marzo de 2024 versus 19,4% al 31 de marzo de 2023).
- > **La rentabilidad de los activos** fue de 5,7% al 31 de marzo de 2024, lo que representa una disminución de 7,6 p.p. respecto al 13,3% registrado en mismo período de 2023. Aislado los efectos extraordinarios registrados en los períodos móviles comparados, el índice de rentabilidad de los activos habría disminuido en 3,1 p.p. (4,5% al 31 de marzo de 2024 versus 7,5% al 31 de marzo de 2023).



### 3. PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO

Grupo Enel Chile generó un flujo de efectivo neto negativo de Ch\$ 134.533 millones por el período terminado al 31 de marzo de 2024, lo que representa una mayor salida de caja por Ch\$ 133.040 millones con respecto al mismo período de 2023. Las principales variables que explican esta reducción en los flujos de efectivo se describen a continuación:

FLUJOS DE EFECTIVO (en millones de Ch\$)	mar-24	mar-23	Variación	Var %
Flujo de Operación	170.960	231.105	(60.145)	(26,0%)
Flujo de Inversión	(228.987)	(201.211)	(27.776)	13,8%
Flujo de Financiamiento	(76.506)	(297.467)	220.961	(74,3%)
Flujo neto del período	(134.533)	(267.573)	133.040	(49,7%)

**Las actividades de operación generaron un flujo de efectivo neto positivo de Ch\$ 170.960 millones** por el ejercicio período terminado al 31 de marzo de 2024. Estos flujos están compuestos principalmente por entradas de efectivo por cobros procedentes ventas de bienes y servicios por Ch\$ 1.315.971 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por: (i) pago a proveedores por Ch\$ 1.039.869 millones; (ii) pago a empleados por Ch\$ 44.184 millones; (iii) pago de impuesto a las ganancias por Ch\$ 24.901 millones; (iv) pagos de primas de seguros por Ch\$ 18.049 millones; y (v) otros pagos por actividades de operación por Ch\$ 20.131 millones, fundamentalmente por pago de IVA y otros impuestos.

**La menor entrada de efectivo por Ch\$ 60.145 millones** en el flujo de operación respecto al mismo período de 2023, se debe en gran medida a menores cobros procedentes de la venta de bienes y servicios por Ch\$ 189.155 millones, a pesar de la mayor entrada de caja por Ch\$ 138.767 millones que generaron las operaciones de venta y cesión de derechos de cobro de cuentas comerciales por cobrar. Lo anterior, parcialmente compensado por menores pagos a proveedores por Ch\$ 122.027 millones.

**Las actividades de inversión generaron un flujo de efectivo neto negativo de Ch\$ 228.987 millones** por el período terminado al 31 de marzo de 2024. Estos flujos de efectivo están compuestos principalmente por: (i) desembolsos realizados por compras de propiedades, plantas y equipos por Ch\$ 229.014 millones; y (ii) desembolsos por compra de activos intangibles por Ch\$ 10.486 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por entradas de efectivo por: (i) intereses recibidos por Ch\$ 6.456 millones; y (ii) cobros netos por operaciones de derivados por Ch\$ 4.057 millones.

**La variación negativa en el flujo de inversión por Ch\$ 27.776 millones** respecto a marzo de 2023, se explica fundamentalmente por menores flujos de efectivo procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo por Ch\$ 28.661 millones, asociados a la venta del Complejo Santa Rosa, ex sede corporativa del Grupo.



Las **actividades de financiación** generaron un flujo de efectivo neto negativo de **Ch\$ 76.506 millones**, por el período terminado al 31 de marzo de 2024. Estos flujos están compuestos fundamentalmente por salidas de efectivo por: (i) pago de dividendos por Ch\$ 46.239 millones; (ii) pago de intereses por Ch\$ 25.148 millones; y (iii) pago de pasivos por arrendamientos por Ch\$ 4.254 millones.

La **variación positiva por Ch\$ 220.962 millones en el flujo de financiamiento** respecto a marzo de 2023, se explica fundamentalmente por menores desembolsos por pago de préstamos otorgados por EFI a Enel Chile.

A continuación, se presentan los **Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Planta y Equipos y su Depreciación**, para los períodos terminados al 31 de marzo de 2024 y 2023:

SEGMENTO DE NEGOCIO	Información Propiedades, Planta y Equipos (en millones de Ch\$)			
	Desembolsos por incorporación de Propiedad, Planta y Equipos		Depreciación	
	mar-24	mar-23	mar-24	mar-23
Segmento Generación	207.632	177.689	57.158	39.276
Segmento Distribución y Redes	19.045	16.997	12.564	11.720
Otras actividades de negocio	2.337	2.984	1.473	4.759
<b>Total Consolidado Grupo ENEL CHILE</b>	<b>229.014</b>	<b>197.670</b>	<b>71.195</b>	<b>55.755</b>

Los principales desembolsos se originan en el Segmento de Generación, fundamentalmente asociados a la construcción de nuevos proyectos de generación renovable, alcanzando los Ch\$ 207.632 millones al 31 de marzo de 2024.



## **II. PRINCIPALES RIESGOS ASOCIADOS A LA ACTIVIDAD DEL GRUPO ENEL CHILE**

**Las actividades del Grupo están sujetas a un conjunto de normas gubernamentales, y los cambios que se introduzcan en ellas podrían afectar sus actividades, situación económica y resultado de las operaciones.**

Las subsidiarias operativas del Grupo están sujetas a normativa sobre tarifas y otros aspectos que regulan sus actividades en Chile. En consecuencia, la introducción de nuevas leyes o normas, como la modificación de las leyes o normas vigentes, podrían impactar sus actividades, situación económica y resultados de las operaciones.

Estas nuevas leyes o normas, en ocasiones, modifican aspectos de la regulación que pueden afectar derechos existentes lo que, en su caso, podría tener efectos adversos sobre resultados futuros del grupo.

Las actividades del grupo también están sujetas a una amplia reglamentación medioambiental que Enel Chile cumple de manera permanente. Eventuales modificaciones que se introduzcan en estas materias podrían afectar las actividades, situación económica y el resultado de las operaciones.

Esta normativa, entre otras cosas, exige la realización de estudios de impacto medioambiental para los proyectos en estudio, la obtención de licencias, permisos y otras autorizaciones preceptivas y el cumplimiento de todos los requisitos previstos en tales licencias, permisos y normas. Al igual que ocurre con cualquier empresa regulada, Enel Chile no puede garantizar que:

- Las autoridades públicas vayan a aprobar tales estudios de impacto medioambiental;
- La oposición pública no derive en retrasos o modificaciones de cualquier proyecto propuesto;
- Las leyes o normas no se modificarán ni interpretarán de forma tal que aumenten los gastos o se vean afectadas las operaciones, plantas o planes para las empresas del Grupo.

**La actividad comercial del Grupo se ha planificado de manera de moderar eventuales impactos derivados de cambios en las condiciones hidrológicas.**

Las operaciones del grupo Enel Chile incluyen la generación hidroeléctrica y, por lo tanto, dependen de las condiciones hidrológicas que existan en cada momento en las amplias zonas geográficas donde se ubican las instalaciones de generación hidroeléctrica del Grupo en Chile. Si las condiciones hidrológicas producen sequías u otras condiciones que influyan negativamente en la actividad de generación hidroeléctrica, los resultados podrían verse adversamente afectados, razón por la cual Enel Chile ha definido como parte esencial de su



política comercial no contratar el 100% del total de su capacidad. A su vez, el negocio eléctrico se ve afectado por condiciones atmosféricas tales como temperaturas medias que condicionan el consumo. Dependiendo de cuales sean las condiciones climáticas se pueden producir diferencias en el margen que se obtiene por el negocio.

**La situación financiera y el resultado de las operaciones pueden resultar adversamente afectados si no se gestiona eficazmente la exposición al riesgo del tipo de interés, precios de “commodities” y tipo de cambio de divisas.**

## **POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGOS**

Las empresas del Grupo Enel Chile siguen las directrices del Sistema de Control Interno y Gestión de Riesgos (SCIGR) definido a nivel de Holding (Enel S.p.A.), que establece las pautas para la gestión de riesgos a través de los respectivos estándares, procedimientos, sistemas, etc., que se aplican en los diferentes niveles de las Compañías del Grupo Enel Chile, en los procesos de identificación, análisis, evaluación, tratamiento, monitoreo y comunicación de riesgos que el negocio enfrenta continuamente. Estos son aprobados por la Junta Directiva de Enel S.p.A, que alberga un Comité de Controles y Riesgos, la cual respalda la evaluación y las decisiones del Directorio de Enel Chile con respecto a los controles internos y sistema de gestión de riesgos, así como aquellas relativas a la aprobación de los estados financieros periódicos.

Para cumplir con ello, existe una política específica de Control y Gestión de Riesgos dentro de la Compañía, que es revisada y aprobada cada año por el Directorio de Enel Chile, observando y aplicando las exigencias locales en términos de cultura de riesgos.

La Compañía busca protección para todos los riesgos que pueden afectar el logro de los objetivos del negocio. Se cuenta con una taxonomía de riesgos para todo el Grupo Enel, que considera 6 macro-categorías de riesgos: financieros; estratégicos; gobernanza y cultura; tecnología digital; compliance; y operacional; y 37 sub-categorías de riesgos para identificar, analizar, evaluar, tratar, monitorear y comunicar sus riesgos.

El sistema de gestión de riesgos del Grupo Enel considera tres líneas de acción (defensa) para obtener una gestión eficaz y eficiente de los riesgos y controles. Cada una de estas tres “líneas” juega un papel distinto dentro de la estructura de gobierno más amplia de la organización (Áreas de Negocio y de Controles Internos, actuando como la primera línea, Control de Riesgos, actuando como segunda línea y Auditoría Interna como tercera línea de defensa). Cada línea de defensa tiene la obligación de informar y mantener actualizada a la alta gerencia y a los directores sobre la gestión de riesgos, siendo que la Alta Administración es informada por la primera y segunda línea de defensa y el Directorio de Enel Chile, a su vez, por la segunda y tercera línea de defensa.

Dentro de cada empresa del Grupo, el proceso de gestión de riesgos está descentralizado. Cada gerente responsable del proceso operativo en el que se origina el riesgo también es responsable por el tratamiento y la adopción de medidas de control y mitigación de riesgos.



### Riesgo de tasa de interés

Las variaciones de las tasas de interés modifican el valor razonable de aquellos activos y pasivos que devengan una tasa de interés fija, así como los flujos futuros de los activos y pasivos referenciados a una tasa de interés variable.

El objetivo de la gestión del riesgo de tasas de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de la deuda, que permita minimizar el costo de la deuda con una volatilidad reducida en el estado de resultados.

La estructura comparativa de la deuda financiera del Grupo Enel Chile según tasa de interés fija y/o protegida sobre la deuda bruta, después de derivados contratados, es la siguiente:

	mar-24	dic-22
Tasa de interés fija	88%	88%

Este ratio considera sólo operaciones de deuda con terceros y con Enel Finance International, si hubiese.

Dependiendo de las estimaciones del Grupo y de los objetivos de la estructura de la deuda, se realizan operaciones de cobertura mediante la contratación de derivados que mitiguen estos riesgos.

El control de riesgos a través de procesos e indicadores específicos permite limitar los posibles impactos financieros adversos y, al mismo tiempo, optimizar la estructura de la deuda con un grado adecuado de flexibilidad.

Como es de conocimiento público, la tasa LIBOR en dólares estadounidenses (Libor) fue descontinuada el 30 de junio de 2023, y fue sustituida por la tasa de referencia SOFR. En junio 2023, el Grupo Enel Chile finalizó exitosamente la transición de Libor a SOFR del 100% de sus contratos financieros y derivados, en línea con los estándares de mercado.

### Riesgo de tipo de cambio

Los riesgos de tipos de cambio se corresponden, fundamentalmente, con las siguientes transacciones:

- > Deuda contratada por sociedades del Grupo denominada en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- > Pagos a realizar en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos, por ejemplo, por adquisición de materiales asociados a proyectos y pagos de pólizas de seguros corporativos, entre otros.
- > Ingresos en sociedades del Grupo que están directamente vinculados a la evolución de monedas distintas a la de sus flujos.



Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, el Grupo Enel Chile busca mantener un equilibrio entre los flujos indexados a US\$ o monedas locales si las hubiere, y los niveles de activos y pasivos en dicha moneda. El objetivo es minimizar la exposición de los flujos al riesgo de variaciones en tipo de cambio.

Los instrumentos utilizados actualmente para dar cumplimiento a la política corresponden a swaps de moneda y forwards de tipo de cambio.

Durante el primer trimestre de 2024, la gestión del riesgo de tipo de cambio continuó en el contexto del cumplimiento de la política de gestión de riesgos mencionada anteriormente, sin dificultad para acceder al mercado de derivados.

### **Riesgo de commodities**

El Grupo Enel Chile se encuentra expuesto al riesgo de la variación del precio de algunos "commodities", fundamentalmente a través de:

- > Compras de combustibles en el proceso de generación de energía eléctrica.
- > Operaciones de compra-venta de energía que se realizan en mercados locales.

Con el objeto de reducir el riesgo en situaciones de extrema sequía, El Grupo ha diseñado una política comercial, definiendo niveles de compromisos de venta acordes con la capacidad de sus centrales generadoras en un año seco, e incluyendo cláusulas de mitigación del riesgo en algunos contratos con clientes libres, y en el caso de los clientes regulados sometidos a procesos de licitación de largo plazo, determinando polinomios de indexación que permitan reducir la exposición a commodities.

En consideración a las condiciones operativas que enfrenta el mercado de la generación eléctrica en Chile, sequía y volatilidad del precio de los commodities en los mercados internacionales, la Compañía está permanentemente verificando la conveniencia de tomar coberturas para aminorar los impactos de estas variaciones de precios en los resultados.

Al 31 de marzo de 2024 se mantienen coberturas activas a liquidarse de Brent que totalizan 224 kbbl asociadas a compras y 0 kbbl en contratos de ventas. En lo que respecta al gas, al 31 de marzo de 2024, no contamos con coberturas activas en los dos tipos de commodities: a) Henry Hub Swap y b) Henry Hub Future. En relación con las coberturas de carbón, al 31 de marzo de 2024, se registraron obligaciones de liquidación por un total de 33 kTon correspondientes a contratos de venta. Al 31 de diciembre de 2023 se mantenían coberturas activas a liquidarse de Brent que totalizaron 551 kbbl asociadas a compras y 217 kbbl en contratos de ventas. En lo que respecta al gas, al cierre del año 2023, contábamos con coberturas activas en dos tipos de commodities: a) Henry Hub Swap con 1,5 TBtu a liquidarse por ventas y b) Henry Hub Future, con 5,9 TBtu y 3,9 TBtu a liquidarse por concepto de compras y ventas, respectivamente. En relación con las coberturas de carbón, al 31 de diciembre de 2023, se registraron obligaciones de liquidación por un total de 47 kTon correspondientes a contratos de venta.



De acuerdo con las condiciones operativas que se actualizan permanentemente, estas coberturas pueden ser modificadas o incluir otros commodities.

Gracias a las estrategias de mitigación implementadas, el Grupo pudo minimizar los efectos de la volatilidad de los precios de los productos básicos en los resultados del primer trimestre de 2024.

### **Riesgo de liquidez**

El Grupo mantiene una liquidez consistente en la contratación de facilidades crediticias a largo plazo comprometidas e inversiones financieras temporales, por montos suficientes para soportar las necesidades proyectadas para un período que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.

A pesar del capital de trabajo negativo existente al cierre de marzo 2024, la compañía es capaz de responder a esta situación y mitigar el riesgo con la política y acciones aquí descritas. Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros.

Al 31 de marzo de 2024, el Grupo Enel Chile presenta una liquidez de Ch\$ 441.928 millones en efectivo y medios equivalentes y Ch\$ 1.413.662 millones en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2023, el Grupo Enel Chile tenía una liquidez de Ch\$ 563.291 millones en efectivo y medios equivalentes y Ch\$ 473.645 millones en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

### **Riesgo de crédito**

El Grupo Enel Chile realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito.

#### **Cuentas por cobrar comerciales:**

En nuestra línea de negocio de generación de electricidad correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad comercial, este riesgo es históricamente muy limitado dado que el plazo de cobro a los clientes es muy corto, haciendo que no acumulen individualmente montos muy significativos antes de aplicar la suspensión del suministro por morosidad, de acuerdo con las condiciones contractuales. Para este fin se monitorea constantemente el riesgo de crédito y se miden los montos máximos expuestos a riesgo de pago que, como está dicho, son muy limitados.

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad comercial de distribución, este riesgo es históricamente muy limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos muy significativos antes que pueda producirse la suspensión del suministro por impago, de acuerdo con la regulación correspondiente. Adicionalmente, existen medidas de seguimiento y control de carteras para todos los segmentos de la Compañía: Corporativos,



Administración Pública y Residencial, disponiendo de ejecutivos comerciales exclusivos para atención de clientes Corporativos y de Administración Pública, con el objetivo de mitigar cualquier actividad que ponga en riesgo el no pago del cliente.

#### Activos de carácter financiero:

Las inversiones de excedentes de caja se efectúan en entidades financieras nacionales y extranjeras de primera línea con límites establecidos para cada entidad.

En la selección de bancos para inversiones se consideran aquellos que tengan calificación investment grade, considerando las tres principales agencias de rating internacional (Moody's, S&P y Fitch).

Las colocaciones pueden ser respaldadas con bonos del tesoro de Chile y/o papeles emitidos por bancos de primera línea, privilegiando estos últimos por ofrecer mayores retornos (siempre enmarcado en las políticas de colocaciones vigentes).

#### Medición del riesgo

El Grupo Enel Chile elabora una medición del Valor en Riesgo de sus posiciones de deuda y de derivados financieros, con el objetivo de monitorear el riesgo asumido por la Compañía, acotando así la volatilidad del estado de resultados.

La cartera de posiciones incluidas a efectos de los cálculos del presente Valor en Riesgo se compone de:

- > Deuda Financiera, excluyendo aquella designada como instrumento de cobertura.
- > Derivados de cobertura para Deuda.

El Valor en Riesgo calculado representa la posible variación de valor de la cartera de posiciones descrita anteriormente en el plazo de un trimestre con un 95% de confianza. Para ello se ha realizado el estudio de la volatilidad de las variables de riesgo que afectan al valor de la cartera de posiciones, incluyendo:

- > Los tipos de cambio de las distintas monedas implicadas en el cálculo, respecto al peso chileno.
- > Tasa de interés de los gastos financieros.

El cálculo del Valor en Riesgo se basa en la extrapolación de escenarios futuros (a un trimestre) de los valores de mercado de las variables de riesgo en función de escenarios basados en observaciones reales para un mismo período (trimestre) durante cinco años.

El Valor en Riesgo a un trimestre con un 95% de confianza se calcula como el percentil del 5% más adverso de las posibles variaciones trimestrales.

Teniendo en cuenta las hipótesis anteriormente descritas, el Valor en Riesgo a un trimestre de las posiciones anteriormente comentadas corresponde a Ch\$ 285.255 millones.



Este valor representa el potencial incremento de la cartera de deuda y derivados, por lo tanto, este valor en riesgo está intrínsecamente relacionado, entre otros factores, al valor de la cartera al final de cada trimestre.

## **OTROS RIESGOS**

Como es práctica habitual en créditos bancarios y en operaciones de mercados de capital, una porción de nuestro endeudamiento financiero está sujeto a disposiciones de incumplimiento cruzado o cross default. De no ser subsanados ciertos incumplimientos, podrían resultar en un incumplimiento cruzado y eventualmente podrían llegar a hacerse exigibles ciertos pasivos de Enel Chile.

En relación con las líneas de crédito bajo ley del Estado de Nueva York, una suscrita en junio de 2019 con vencimiento en junio de 2024, una suscrita en octubre de 2021 con vencimiento en octubre de 2025, y otra suscrita en marzo 2024 con vencimiento en marzo de 2027, el pago anticipado podría ocurrir como resultado del no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable – de cualquier otra deuda de Enel Chile cuyo capital insoluto individual exceda el equivalente de US\$150 millones y cuyo monto en mora también exceda el equivalente de US\$150 millones. Además, estas líneas de crédito contienen disposiciones según la cual ciertos eventos distintos del no pago, en Enel Chile, tales como quiebra, insolvencia, sentencias judiciales ejecutoriadas adversas por un monto superior a US\$300 millones, entre otros, podría ocasionar la declaración de aceleración de ésta.

En relación con los préstamos bancarios bajo ley de Chile, uno suscrito en julio de 2021 con vencimiento en junio de 2024 y otro suscrito en diciembre de 2021 con vencimiento en diciembre de 2026, se podría dar lugar a su pago anticipado como resultado del no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable – de cualquier otra deuda de Enel Chile cuyo capital insoluto individual exceda el equivalente de US\$150 millones y cuyo monto en mora también exceda el equivalente de US\$150 millones. Además, estos préstamos contienen disposiciones según la cual ciertos eventos distintos del no pago, en Enel Chile, tales como quiebra, insolvencia, sentencias judiciales ejecutoriadas adversas por un monto superior a US\$150 millones en el caso del préstamo con vencimiento en junio de 2024 y de US\$300 millones en el caso del préstamo con vencimiento en diciembre 2026, entre otros, podrían ocasionar la declaración de aceleración de ésta.

En relación con el préstamo bancario bajo ley de Italia, suscrito en agosto de 2022 con vencimiento en diciembre de 2038, se podría dar lugar a su pago anticipado como resultado del no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable – de cualquier otra deuda de Enel Chile cuyo capital insoluto individual exceda el equivalente de US\$150 millones y cuyo monto en mora también exceda el equivalente de US\$150 millones. Además, este préstamo contiene disposiciones según la cual ciertos eventos distintos del no pago, en Enel Chile, Enel SpA o una subsidiaria relevante, tales como quiebra, insolvencia, sentencias judiciales ejecutoriadas adversas, podrían ocasionar la declaración de aceleración de ésta.



Adicionalmente, en el caso de los bonos Yankee un posible pago anticipado podría darse lugar como consecuencia del no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable – de cualquier deuda de Enel Chile, o de cualquiera de sus filiales significativas, con un monto de capital que exceda los US\$150 millones, o su equivalente en otras monedas. El aceleramiento de la deuda por causal de cross default no se da en forma automática, sino que deben exigirlo los titulares de al menos un 25% de los bonos de una determinada serie de los bonos Yankee.

No hay cláusulas en los contratos de crédito por las cuales cambios en la clasificación de riesgo corporativa o de la deuda de Enel Chile, por las agencias clasificadoras de riesgo, produzcan la obligación de hacer prepagos de deuda.



### **III. VALOR LIBRO Y VALOR ECONOMICO DE LOS ACTIVOS**

Respecto de los activos de mayor importancia cabe mencionar lo siguiente:

Las propiedades, plantas y equipos se valoran a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado. Las propiedades, plantas y equipos, neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecian distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el período en el que las sociedades esperan utilizarlos. Dicha vida útil estimada se revisa periódicamente.

La plusvalía generada en la consolidación representa el exceso del costo de adquisición sobre la participación del Grupo en el valor razonable de los activos y pasivos, incluyendo los pasivos contingentes y la participación no controladora identificables de una Sociedad subsidiaria, en la fecha de adquisición. La plusvalía no se amortiza, sino que al cierre de cada ejercicio contable se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al oportuno ajuste por deterioro (ver Nota 3.e de los Estados Financieros Consolidados de Enel Chile al 31 de marzo de 2024).

A lo largo del ejercicio, y fundamentalmente en la fecha de cierre del mismo, se evalúa si existe algún indicio de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro. En caso de que exista algún indicio, se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el monto del deterioro. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la Unidad Generadora de Efectivo a la que pertenece el activo, entendiendo como tal el menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independientes.

Los activos expresados en moneda extranjera se presentan al tipo de cambio vigente al cierre del período.

Las cuentas y documentos por cobrar a empresas relacionadas se clasifican conforme a su vencimiento en corto y largo plazo. Las operaciones se ajustan a condiciones de equidad similares a las que prevalecen en el mercado.

En resumen, los activos se presentan valorizados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera, cuyos criterios se encuentran expuestos en las Notas N° 2 y 3 de los Estados Financieros Consolidados de Enel Chile al 31 de marzo de 2024.