



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DE ENEL CHILE AL 30 DE JUNIO 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\$ 250.824 millones a junio de 2024, lo que se compara positivamente con los Ch\$ 113.743 millones de utilidad neta del primer semestre de 2023. Lo anterior fue producto fundamentalmente de un mix de generación más eficiente y de mayores ventas de energía, compensados en parte por un menor nivel de comercialización de gas durante el año en curso. A nivel trimestral, el resultado neto registró una utilidad de Ch\$ 102.258 millones durante el 2T 2024, equivalente a una mejora de Ch\$ 128.983 millones respecto al resultado negativo por Ch\$ 26.726 millones obtenido en el 2T 2023.
- Los ingresos operacionales aumentaron un 8,0% al alcanzar un total de Ch\$ 2.312.352 millones a junio de 2024, debido principalmente a mayores ventas de energía en los Segmentos de Generación y de Distribución y Redes, parcialmente compensadas por una menor comercialización de gas en el Segmento de Generación durante el presente período. Del mismo modo, durante el 2T 2024, los ingresos operacionales crecieron un 33,3% al totalizar Ch\$ 1.259.556 millones debido fundamentalmente a las mayores ventas de energía, principalmente en el Segmento de Generación.
- Los costos de aprovisionamientos y servicios registraron un valor de Ch\$ 1.583.562 millones a junio de 2024, equivalente a una disminución de 4,6% respecto a junio de 2023, explicada en gran medida por menores costos por consumo de combustibles y por comercialización de gas, ambos en el Segmento de Generación. Durante el 2T 2024, los costos de aprovisionamientos y servicios presentaron un 8,3% de alza al totalizar Ch\$ 889.743 millones, producto principalmente de mayores costos por compras de energía en el Segmento de Distribución y Redes, unido a mayores gastos de transporte y otros aprovisionamientos variables y servicios en el Segmento de Generación.
- Como resultado de lo anteriormente descrito, el EBITDA de Enel Chile registró un valor de Ch\$ 561.743 millones a junio de 2024, equivalente a un incremento de 74,3% respecto al primer semestre de 2023. Durante el 2T 2024, el EBITDA alcanzó un valor de Ch\$ 283.716 millones, mostrando una importante mejora en relación con los Ch\$ 44.134 millones obtenidos en el 2T 2023.



- El resultado financiero pasó de un gasto por Ch\$ 47.852 millones en el primer semestre de 2023 a uno por Ch\$ 48.579 millones a junio de 2024, explicado fundamentalmente por mayores gastos financieros. Durante el 2T 2024, el resultado financiero registró un mayor gasto por Ch\$ 20.720 millones respecto al 2T 2023 al alcanzar un total de Ch\$ 51.672 millones producto principalmente de mayores pérdidas por diferencias de cambio.
- Durante el primer semestre de 2024, Enel Chile, a través de su subsidiaria Enel Green Power Chile (EGP Chile), incorporó 250 MW de capacidad neta adicional al conectar la planta fotovoltaica Don Humberto (81 MW) y su sistema de almacenamiento de energía BESS (67 MW) en la zona centro del país, además de las baterías de las plantas El Manzano (67 MW) y la Cabaña 2 (34 MW).



RESUMEN POR NEGOCIO

Generación

- La generación de energía neta aumentó un 14,8% al alcanzar 12.119 GWh a junio de 2024 (+1.566 GWh), debido principalmente a un mayor despacho hidroeléctrico (+2.150 GWh), eólico (+196 GWh) y solar (+190 GWh). Durante el 2T 2024, la generación neta creció un 10,6% (+583 GWh) al llegar a 6.068 GWh debido fundamentalmente a la mayor generación hidroeléctrica y eólica.
- Las ventas físicas de energía se incrementaron un 13,9% respecto a junio de 2023, al totalizar 17.985 GWh (+2.195 GWh) durante el primer semestre de 2024. Esto se explica básicamente por una mejora de las ventas a clientes regulados y en el mercado spot. Durante el 2T 2024, las ventas físicas aumentaron un 15,1% (+1.189 GWh) al totalizar 9.079 GWh, producto principalmente de mayores ventas en el segmento regulado y también en el mercado spot.
- Los ingresos operacionales disminuyeron un 1,9% al llegar a Ch\$ 1.674.301 millones a junio de 2024, como resultado fundamentalmente de una menor comercialización de gas durante el presente ejercicio, compensada en parte por mayores ventas de energía, especialmente durante el 2T 2024. Es así como en este último trimestre, los ingresos operacionales se incrementaron un 22,4% respecto al 2T 2023 al llegar a Ch\$ 890.557 millones, producto principalmente de mayores ventas de energía asociadas a mayores ventas físicas y un mayor precio medio de venta expresado en pesos.
- Los costos de aprovisionamientos y servicios registraron un total de Ch\$ 1.036.863 millones a junio de 2024, equivalente a una disminución de 21,0% explicada básicamente por menores costos por consumo de combustibles, compras de energía y por comercialización de gas. Del mismo modo, durante el 2T 2024, los costos de aprovisionamientos y servicios presentaron una reducción de 12,2% al totalizar Ch\$ 573.761 millones, reflejando en gran medida un mix de generación más eficiente como resultado de la mejor hidrología y los nuevos proyectos en operación.
- Dado lo descrito previamente, el EBITDA del Segmento de Generación alcanzó un valor de Ch\$ 537.644 millones a junio de 2024, equivalente a un crecimiento de 78,9% respecto al primer semestre de 2023. Análogamente, el EBITDA aumentó de Ch\$ 28.061 millones en el 2T 2023 a Ch\$ 263.365 millones en el 2T 2024.

Información Física	Acumulado			Trimestral		
	jun-24	jun-23	Var %	2T2024	2T2023	Var %
Total Ventas (GWh)	17.985	15.790	13,9%	9.079	7.890	15,1%
Total Generación (GWh)	12.119	10.553	14,8%	6.068	5.485	10,6%



Distribución y Redes

- Las ventas físicas aumentaron un 3,2% respecto al primer semestre de 2023 al llegar a 7.407 GWh a junio de 2024 (+227 GWh), principalmente en los segmentos industrial y comercial. Misma tendencia se registró durante el 2T 2024 con ventas físicas que totalizaron 3.764 GWh equivalente a un alza de 5,2% (+186 GWh) respecto al 2T 2023.
- El número de clientes creció un 1,9% durante el primer semestre de 2024 al alcanzar un total de 2.145.621 usuarios finales, especialmente en los segmentos residencial y comercial. Por otra parte, las pérdidas de energía pasaron de 5,3% en junio de 2023 a 5,5% en junio de 2024.
- Los ingresos operacionales aumentaron un 29,8% con relación a junio de 2023 al registrar un valor de Ch\$ 830.309 millones debido esencialmente a mayores ventas de energía asociadas a una mayor venta física y un mayor precio medio de venta expresado en pesos, explicado en gran parte por indexación de contratos y aplicación del último decreto tarifario. Del mismo modo, durante el 2T 2024, los ingresos operacionales totalizaron Ch\$ 453.930 millones, un 46,2% sobre el nivel mostrado en el 2T 2023 como resultado de las mayores ventas de energía.
- Los costos de aprovisionamiento y servicios totalizaron Ch\$ 722.890 millones durante el primer semestre de 2024, equivalente a un alza de 32,9% respecto a igual período del año anterior, explicada en gran medida por un mayor costo por compras de energía. Análogamente, durante el 2T 2024, los costos de aprovisionamiento y servicios alcanzaron los Ch\$ 391.869 millones, equivalente a un incremento de 52,1% respecto al 2T 2023.
- Como resultado de lo anterior, el EBITDA del negocio de Distribución y Redes alcanzó un valor de Ch\$ 53.340 millones a junio de 2024, un 12,7% sobre el nivel registrado en el primer semestre de 2023. El EBITDA presentó similar tendencia en el 2T 2024 llegando a un total de Ch\$ 33.856 millones con un crecimiento de 22,3% en relación con el mismo período del año 2023.

Información Física	Acumulado			Trimestral		
	jun-24	jun-23	Var %	2T2024	2T2023	Var %
Total Ventas (GWh)	7.407	7.180	3,2%	3.764	3.578	5,2%
Clientes	2.145.621	2.106.633	1,9%	2.145.621	2.106.633	1,9%



RESUMEN FINANCIERO – ENEL CHILE

La deuda financiera bruta de la Compañía aumentó en US\$ 342 millones respecto a diciembre de 2023, totalizando US\$ 4.750 millones en junio de 2024. Esta variación se explica por los siguientes movimientos:

- Giros por un total de US\$ 640 millones de diversas líneas de crédito comprometida de Enel Chile con Enel Finance International entre abril y junio 2024.
- La amortización de un Yankee Bond de Enel Generación Chile por US\$ 400 millones en abril 2024.
- El giro de la totalidad de la línea de crédito comprometida de Enel Chile con SMBC por US\$ 50 millones en abril 2024.
- La amortización de la primera cuota de un préstamo bancario de Enel Chile y Enel Finance International por US\$ 81 millones aprox. en junio 2024 (US\$ 644 millones aprox. totalidad del préstamo original).
- La nueva deuda de Enel Chile con Citibank y un IRS asociado con BCI por US\$ 286 millones en mayo 2024.
- El pago de la totalidad de la línea de crédito comprometida de Enel Chile con BBVA/Mizuho por US\$ 100 millones en junio 2024.
- La amortización de un préstamo bancario y un IRS asociado de Enel Chile con Banco Santander por US\$ 50 millones en junio 2024.
- La amortización de los bonos H y M de Enel Generación Chile por US\$ 21 millones.
- Un aumento de US\$ 18 millones por concepto de pasivos por arrendamiento (NIIF16).

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

Efectivo y equivalentes al efectivo	: US\$ 305 millones
Líneas de crédito comprometidas disponibles	: US\$ 750 millones

El costo promedio de la deuda en junio 2024 aumentó a un 5,0% 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\$ 231 millones y forwards por US\$ 736 millones.

A fin de reducir la volatilidad de los estados financieros debido a cambios en la tasa de interés, el Grupo Enel Chile mantiene un adecuado balance en la estructura de deuda, para lo cual cuenta con contratos swaps de tasa de interés por US\$ 286 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 (MPC) 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.

Durante el mes de febrero de 2024 se alcanzó el límite de US\$ 1.800 millones de cuentas por cobrar a clientes regulados que estableció la Ley N° 21.472.

- > El 30 de abril de 2024, se publicó la Ley N°21.667, que, entre otros aspectos, establece:
 - Permitirá a las empresas suministradoras no acumular más deuda, puesto que las tarifas para los clientes sometidos a regulación de precios retomarán paulatinamente los costos reales del precio de la energía y potencia.
 - Las empresas suministradoras recuperarán los saldos generados por las leyes N°21.185 y N°21.472 o mecanismos de estabilización PEC y MPC, respectivamente.
 - Se aumenta el fondo MPC en US\$ 5.500 millones, de los cuales US\$ 3.700 millones adicionales contarán con un 30% de garantía fiscal. Estos saldos deberán ser restituidos a más tardar al 31 de diciembre de 2035.
 - Se protegerá a los usuarios más vulnerables a través de la creación de un subsidio eléctrico.

Por otra parte, los clientes con consumo mensual de más de 350 kWh-mes pagarán el precio real de la energía y potencia a partir de la publicación del decreto de precio nudo promedio correspondiente al primer semestre 2024 más un cargo adicional (cargo MPC) que permitirá extinguir la deuda acumulada por el PEC y MPC. A su vez, los clientes con consumos menores o iguales a 350 kWh-mes pagarán el precio real de la energía y potencia a partir de la publicación del decreto de precio nudo promedio correspondiente al segundo semestre 2024 y a contar del decreto del primer semestre 2025 se les adicionará el cargo MPC.



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 8.728 MW¹ al 30 de junio de 2024. Los activos de generación se encuentran diversificados, con foco en energías renovables, las cuales representan un 77%² de la potencia neta de Enel Chile. Es así como 3.511 MW corresponden a unidades de generación hidroeléctricas, 1.978 MW a centrales térmicas que operan con gas o petróleo, 2.050 MW a plantas solares, 903 MW a unidades de generación eólica, 83 MW a capacidad geotérmica y 203 MW a sistemas de almacenamiento de energía (BESS).

A continuación, el cuadro resume la información física de nuestro Segmento de Generación al 30 de junio de 2024 y 2023:

Mercados en que participa	Ventas de Energía (GWh)			Participación de mercado (%)				
	jun-24	jun-23	Var %	2T2024	2T2023	Var %	jun-24	jun-23
Sistema Eléctrico Nacional (SEN)	17.985	15.790	13,9%	9.079	7.890	15,1%	44,5%	40,8%

¹ Incluye 250 MW de capacidad neta adicional durante el primer semestre de 2024. Capacidad adicional: cuando el primer circuito de aerogeneradores/campo fotovoltaico se conecta a la red y comienza a producir energía y todos los circuitos de aerogeneradores/campos fotovoltaicos se completan electromecánicamente. La capacidad que debe declararse como "adicional" se refiere a la capacidad nominal electromecánica completada.

² Corresponde a Renovables + BESS (Battery Energy Storage System).



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 30 de junio de 2024 y 2023:

Información Física	Ventas de Energía (GWh)			Pérdidas de energía (%)				
	jun-24	jun-23	Var %	2T2024	2T2023	Var %	jun-24	jun-23
Negocio de Distribución y Redes	7.407	7.180	3,2%	3.764	3.578	5,2%	5,5%	5,3%

Otra Información	jun-24	jun-23	Var %
Número de Clientes	2.145.621	2.106.633	1,9%
Clientes/Empleados	3.818	3.541	7,8%



ANÁLISIS RAZONADO
ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
GRUPO ENEL CHILE
AL 30 DE JUNIO 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 30 de junio de 2024 y 2023:

INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA (en millones de Ch\$)	Total Segmentos		Estructura y Ajustes		Total General	
	jun-24	jun-23	jun-24	jun-23	jun-24	jun-23
Generación	1.532.519	1.347.613	(203.645)	(212.715)	1.328.874	1.134.898
Clientes Regulados	724.851	633.455	(175.488)	(192.425)	549.363	441.030
Clientes no Regulados	755.973	668.401	(28.157)	(20.290)	727.816	648.111
Ventas de Mercado Spot	51.695	45.757	-	-	51.695	45.757
Distribución y Redes	805.773	608.894	(9.838)	(7.611)	795.935	601.283
Residenciales	419.581	303.103	-	-	419.581	303.103
Comerciales	234.195	187.153	-	-	234.195	187.153
Industriales	61.765	53.110	-	-	61.765	53.110
Otros Consumidores	90.232	65.528	(9.838)	(7.611)	80.394	57.917
Eliminación Intercompañías de distinta Línea de negocio	(213.483)	(220.326)				
Ingresos por Ventas de Energía	2.124.809	1.736.181	(213.483)	(220.326)	2.124.809	1.736.181
Variación en millones de Ch\$ y %	388.628	22,38%	-	-	388.628	22,38%

INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA (en millones de Ch\$)	Total Segmentos		Cifras Trimestrales Estructura y Ajustes		Total General	
	2T2024	2T2023	2T2024	2T2023	2T2024	2T2023
Generación	797.706	541.435	(89.689)	(100.180)	708.017	441.255
Clientes Regulados	374.470	217.147	(76.092)	(88.270)	298.378	128.877
Clientes no Regulados	393.404	310.551	(13.607)	(11.910)	379.797	298.641
Ventas de Mercado Spot	29.832	13.737	10	-	29.842	13.737
Distribución y Redes	439.623	296.990	(4.934)	(7.611)	434.689	289.379
Residenciales	236.245	142.318	-	-	236.245	142.318
Comerciales	122.779	90.599	-	-	122.779	90.599
Industriales	33.610	28.457	-	-	33.610	28.457
Otros Consumidores	46.989	35.616	(4.934)	(7.611)	42.055	28.005
Eliminación Intercompañías de distinta Línea de negocio	(94.623)	(107.791)				
Ingresos por Ventas de Energía	1.142.706	730.634	(94.623)	(107.791)	1.142.706	730.634
Variación en millones de Ch\$ y %	412.072	56,40%	-	-	412.072	56,40%



I. ANÁLISIS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

1. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

Al 30 de junio de 2024, el resultado atribuible a los accionistas de Enel Chile alcanzó una utilidad de Ch\$ 250.824 millones, lo que representa un aumento de Ch\$ 137.082 millones, respecto al resultado obtenido en el primer semestre de 2023. En relación con el 2T 2024, el resultado atribuible a los accionistas de Enel Chile registró una utilidad de Ch\$ 102.258 millones, lo que representa un aumento de Ch\$ 128.983 millones respecto a la pérdida de Ch\$ 26.726 millones obtenida el 2T 2023.

A continuación, se presenta información comparativa de cada ítem del estado de resultados, en términos acumulados y trimestrales al 30 de junio de 2024 y 2023:

ESTADO DE RESULTADO CONSOLIDADO (en millones de Ch\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	jun-24	jun-23	Variación	Var %	2T2024	2T2023	Variación	Var %
Ingresos	2.312.352	2.141.287	171.065	8,0%	1.259.556	945.026	314.530	33,3%
Ingresos ordinarios	2.276.365	2.060.677	215.688	10,5%	1.243.957	911.895	332.061	36,4%
Otros ingresos de explotación	35.986	80.610	(44.623)	(55,4%)	15.599	33.131	(17.532)	(52,9%)
Aprovisionamientos y Servicios	(1.583.562)	(1.659.388)	75.825	(4,6%)	(889.743)	(821.740)	(68.002)	8,3%
Compras de energía ⁽¹⁾	(1.054.397)	(924.095)	(130.302)	14,1%	(577.752)	(454.806)	(122.946)	27,0%
Consumo de combustible	(213.792)	(348.238)	134.447	(38,6%)	(115.417)	(212.231)	96.814	(45,6%)
Gastos de transporte	(176.448)	(168.179)	(8.270)	4,9%	(102.380)	(84.509)	(17.871)	21,2%
Otros aprovisionamientos y servicios	(138.925)	(218.875)	79.950	(36,5%)	(94.193)	(70.194)	(23.999)	34,2%
Margen de Contribución	728.789	481.899	246.890	51,2%	369.813	123.286	246.528	200,0%
Trabajos para el inmovilizado	18.040	17.675	364	2,1%	7.951	11.003	(3.052)	(27,7%)
Gastos de personal	(82.205)	(81.339)	(867)	1,1%	(38.694)	(41.404)	2.709	(6,5%)
Otros gastos por naturaleza	(102.881)	(95.857)	(7.024)	7,3%	(55.354)	(48.751)	(6.603)	13,5%
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	561.743	322.379	239.364	74,3%	283.716	44.134	239.582	n/a
Depreciación y amortización	(145.297)	(115.674)	(29.623)	25,6%	(74.101)	(59.919)	(14.183)	23,7%
Pérdidas por Deterioro (Reversiones) por aplicación de NIIF 9	(10.791)	(8.040)	(2.751)	34,2%	(7.074)	(1.181)	(5.893)	n/a
Resultado de Explotación (EBIT)	405.655	198.665	206.990	104,2%	202.540	(16.966)	219.506	n/a
Resultado Financiero	(48.579)	(47.852)	(727)	1,5%	(51.672)	(30.951)	(20.720)	67,0%
Ingresos financieros	52.811	37.479	15.333	40,9%	19.617	18.141	1.476	8,1%
Gastos financieros	(119.716)	(86.687)	(33.029)	38,1%	(54.633)	(53.960)	(673)	1,3%
Resultados por unidades de reajuste	19.901	7.910	11.991	151,6%	4.173	5.860	(1.687)	(28,8%)
Diferencia de cambio	(1.575)	(6.554)	4.979	(76,0%)	(20.829)	(992)	(19.837)	n/a
Otros Resultados distintos de la Operación	2.175	7.523	(5.347)	(71,1%)	1.614	5.131	(3.517)	(68,6%)
Otras inversiones	(331)	1.890	(2.221)	(117,5%)	(331)	-	(331)	n/a
Ventas de Activos	-	586	(586)	(100,0%)	-	(447)	447	(100,0%)
Sociedades contabilizadas por método de participación	2.507	5.046	(2.540)	(50,3%)	1.945	5.578	(3.633)	(65,1%)
Resultado Antes de Impuestos	359.251	158.336	200.915	126,9%	152.482	(42.786)	195.268	n/a
Impuesto sobre sociedades	(84.623)	(31.384)	(53.239)	169,6%	(38.892)	15.950	(54.841)	n/a
Resultado del Período	274.628	126.952	147.676	116,3%	113.590	(26.837)	140.427	n/a
Resultado atribuible a los propietarios de la controladora	250.824	113.743	137.082	120,5%	102.258	(26.726)	128.983	n/a
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	23.804	13.210	10.594	80,2%	11.332	(111)	11.443	n/a
Utilidad por acción \$ ⁽¹⁾	3,63	1,64	1,98	120,5%	1,48	(0,39)	1,86	n/a

(1) Al 30 de junio 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 acumulado al 30 de junio de 2024, alcanzó los Ch\$ 561.743 millones, presentando un aumento de Ch\$ 239.364 millones respecto al mismo período de 2023, equivalente a un incremento de un **74,3%**. Esta variación se da como resultado principalmente del aumento en las ventas de energía en los Segmentos de Generación y Distribución y Redes, unido a una disminución de los costos de explotación por consumo de combustibles y comercialización de gas, ambos en el Segmento de Generación

Durante el 2T 2024, el EBITDA consolidado alcanzó los Ch\$ 283.716 millones, presentando un aumento de Ch\$ 239.582 millones respecto al 2T 2023, explicado en gran medida por aumento en las ventas de energía en los Segmentos de Generación y Distribución y Redes.

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 30 de junio de 2024 y 2023, se presentan a continuación:

EBITDA POR SEGMENTO DE NEGOCIO (en millones de Ch\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	jun-24	jun-23	Variación	Var %	2T2024	2T2023	Variación	Var %
Ingresos de Explotación Segmento de Generación	1.674.301	1.706.260	(31.960)	(1,9%)	890.557	727.547	163.009	22,4%
Ingresos de Explotación Segmento de Distribución y Redes	830.309	639.700	190.609	29,8%	453.930	310.533	143.397	46,2%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(192.258)	(204.673)	12.416	(6,1%)	(84.931)	(93.054)	8.123	(8,7%)
Total Ingresos de Explotación Consolidados	2.312.352	2.141.287	171.065	8,0%	1.259.556	945.026	314.530	33,3%
Costos de Explotación Segmento de Generación	(1.036.863)	(1.312.497)	275.633	(21,0%)	(573.761)	(653.394)	79.633	(12,2%)
Costos de Explotación Segmento de Distribución y Redes	(722.890)	(544.123)	(178.767)	32,9%	(391.869)	(257.691)	(134.178)	52,1%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	176.191	197.232	(21.041)	(10,7%)	75.887	89.345	(13.458)	(15,1%)
Total Costos de Explotación Consolidados	(1.583.562)	(1.659.388)	75.825	(4,6%)	(889.743)	(821.740)	(68.002)	8,3%
Gastos de personal	(25.765)	(26.730)	966	(3,6%)	(14.174)	(12.372)	(1.803)	14,6%
Otros gastos por naturaleza	(74.029)	(66.539)	(7.490)	11,3%	(39.256)	(33.720)	(5.536)	16,4%
Total Segmento de Generación	(99.793)	(93.269)	(6.524)	7,0%	(53.431)	(46.092)	(7.339)	15,9%
Gastos de personal	(15.413)	(13.915)	(1.498)	10,8%	(6.136)	(6.819)	683	(10,0%)
Otros gastos por naturaleza	(38.665)	(34.329)	(4.336)	12,6%	(22.069)	(18.334)	(3.735)	20,4%
Total Segmento de Distribución y Redes	(54.078)	(48.244)	(5.834)	12,1%	(28.205)	(25.153)	(3.053)	12,1%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(13.175)	(18.007)	4.832	(26,8%)	(4.462)	(7.908)	3.446	(43,6%)
EBITDA								
EBITDA Segmento de Generación	537.644	300.494	237.149	78,9%	263.365	28.061	235.304	n/a
EBITDA Segmento de Distribución y Redes	53.340	47.333	6.007	12,7%	33.856	27.689	6.167	22,3%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(29.241)	(25.448)	(3.793)	14,9%	(13.506)	(11.617)	(1.888)	16,3%
Total EBITDA Consolidado ENEL CHILE	561.743	322.379	239.364	74,3%	283.716	44.134	239.582	n/a



EBITDA Segmento de Generación:

El EBITDA de nuestro Segmento de Generación acumulado al 30 de junio de 2024 alcanzó los Ch\$ 537.644 millones, lo que representa un aumento de Ch\$ 237.149 millones, equivalente a un incremento de un **78,9%**, con respecto al mismo período de 2023. En cuanto a los resultados del 2T 2024, el EBITDA de este segmento presentó un **aumento de Ch\$ 235.304 millones**, comparado con igual trimestre del año anterior.

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

- Los **Ingresos de Explotación** acumulados al 30 de junio de 2024, alcanzaron los **Ch\$ 1.674.301 millones**, lo que representa una **reducción de Ch\$ 31.960 millones**, o un **1,9%** inferior a junio de 2023, que se explica fundamentalmente por lo siguiente:
 - > **Menores otras ventas por Ch\$ 171.185 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\$ 47.086 millones**.
 - > **Menores otros ingresos de explotación por Ch\$ 45.172 millones**, explicado principalmente por: (i) menores ingresos adicionales por **Ch\$ 38.327 millones** generados por una optimización de términos comerciales considerados en contratos con proveedores de energía y combustibles efectuada durante el primer semestre de 2023; (ii) menores ingresos por coberturas de commodities por **Ch\$ 10.766 millones**; y (iii) menores ingresos por reverso de un exceso de provisión de impuestos verdes por **Ch\$ 3.779 millones** reconocido en 2023. Lo anterior, parcialmente compensado por mayores ingresos por servicios de regasificación por **Ch\$ 4.310 millones**.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- > **Mayores ingresos por ventas de energía por Ch\$ 184.907 millones**, explicado principalmente por: (i) mayores ventas físicas por **Ch\$ 183.635 millones**, correspondientes a +2.195 GWh, producto de mayores ventas a clientes regulados (+1.203 GWh), mayores ventas en el mercado spot (+706 GWh) y mayores ventas a clientes libres (+286 GWh); y (ii) mayores ingresos asociados a un efecto positivo en el precio medio de venta expresado en pesos por **Ch\$ 35.940 millones**. Lo anterior, parcialmente compensado por menores ingresos por coberturas de tipo de cambio por **Ch\$ 30.571 millones**.



En lo que respecta al **2T 2024**, los **Ingresos de Explotación** alcanzaron los **Ch\$ 890.557 millones**, lo que representa un **incremento de Ch\$ 163.009 millones** respecto al mismo trimestre del año anterior. La variación se debe principalmente a:

- > **Mayores ingresos por ventas de energía por Ch\$ 155.236 millones**, explicado principalmente por: (i) mayores ventas físicas por **Ch\$ 112.966 millones**, correspondientes a +1.189 GWh, producto de mayores ventas a clientes regulados (+634 GWh), mayores ventas en el mercado spot (+324 GWh) y mayores ventas a clientes libres (+231 GWh); y (ii) mayores ingresos asociados a un efecto positivo en el precio medio de venta expresado en pesos por **Ch\$ 45.071 millones**. Lo anterior, parcialmente compensado por menores ingresos por coberturas de tipo de cambio por **Ch\$ 4.560 millones**.
- > **Mayores otras ventas por Ch\$ 25.860 millones**, explicado fundamentalmente por un mayor ingreso por venta de gas por **Ch\$ 25.786 millones**.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- > **Menores otros ingresos de explotación por Ch\$ 17.286 millones**, explicado fundamentalmente por: (i) menores ingresos adicionales por **Ch\$ 14.641 millones** generado por una optimización de términos comerciales considerados en contratos con proveedores de energía y combustibles efectuada durante el 2T 2023; y (ii) menores ingresos por reverso de un exceso de provisión de impuestos verdes por **Ch\$ 3.779 millones** reconocido en 2023. Lo anterior, parcialmente compensado por mayores ingresos por servicios de regasificación por **Ch\$ 2.798 millones**.
- Los **Costos de Explotación** acumulados al 30 de junio de 2024, ascendieron a **Ch\$ 1.036.863 millones**, presentando una **disminución de Ch\$ 275.633 millones**, o un 21,0% inferior a junio de 2023, que se explica fundamentalmente por:
 - > **Menores costos por consumo de combustible por Ch\$ 134.447 millones**, explicado principalmente por: (i) un menor costo por consumo de gas por **Ch\$ 74.879 millones**, producto fundamentalmente de una menor generación con este combustible; (ii) menor costo por operaciones de cobertura de commodities por **Ch\$ 51.337 millones**; y (iii) un menor costo por consumo de petróleo por **Ch\$ 9.838 millones**, producto de un menor despacho térmico.
 - > **Menores otros aprovisionamientos variables y servicios por Ch\$ 83.082 millones**, explicado principalmente por: (i) menores costos de venta por comercialización de gas por **Ch\$ 60.131 millones**; y (ii) menores costos por operaciones de coberturas de commodities por **Ch\$ 28.677 millones**, producto de un menor volumen de operaciones.



- > **Menores compras de energía por Ch\$ 67.867 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 aumento de las compras físicas, equivalente a +629 GWh (+1.462 GWh de compras a otras generadoras, compensado en parte por -833 GWh de compras en el mercado spot).

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- > **Mayores gastos de transporte por Ch\$ 9.762 millones**, que se explican por un mayor costo por regasificación y transporte de gas por **Ch\$ 22.838 millones**, parcialmente compensado por un menor gasto en peajes por **Ch\$ 13.076 millones**, debido fundamentalmente a menores costos por concepto de Ingresos Tarifarios (IT) asociado principalmente a la baja de los precios spot.

Durante el 2T 2024, los **Costos de Explotación** ascendieron a **Ch\$ 573.761 millones**, lo que representa una **disminución de Ch\$ 79.633 millones** respecto al mismo trimestre del año anterior. Esta variación, se explica principalmente por:

- > **Menores costos por consumo de combustible por Ch\$ 96.814 millones**, explicado principalmente por: (i) un menor costo producto de operaciones de cobertura de commodities por **Ch\$ 48.046 millones**; (ii) un menor costo por consumo de gas por **Ch\$ 43.063 millones**; y (iii) un menor costo por consumo de petróleo por **Ch\$ 5.705 millones**.
- > **Menores compras de energía por Ch\$ 22.875 millones**, debido fundamentalmente a un menor precio promedio de compra, a pesar de existir un aumento de las compras físicas, equivalente a +606 GWh (+898 GWh de compras a otras generadoras, compensado en parte por -292 GWh de compras en el mercado spot).

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- > **Mayores otros aprovisionamientos variables y servicios por Ch\$ 21.420 millones**, explicado fundamentalmente por mayores costos de venta por comercialización de gas por **Ch\$ 28.559 millones**, parcialmente compensado por menores costos por operaciones de cobertura de commodities por **Ch\$ 6.433 millones**.
- > **Mayores gastos de transporte por Ch\$ 18.635 millones**, explicado por: (i) un mayor costo por regasificación y transporte de gas por **Ch\$ 10.170 millones**; y (ii) un mayor gasto en peajes por **Ch\$ 8.465 millones**.



- Los **Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado)** alcanzaron los **Ch\$ 25.765 millones** al 30 de junio de 2024, **disminuyendo en Ch\$ 966 millones** respecto a junio de 2023. Esta variación se explica principalmente por: **(i)** un 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\$ 2.667 millones**; y **(ii)** un menor gasto por pago de remuneraciones por **Ch\$ 473 millones**. Lo anterior, parcialmente compensado por: **(i)** una menor activación de mano de obra por **Ch\$ 1.667 millones**, fundamentalmente en Enel Generación Chile, relacionados con el proyecto Los Cóndores; y **(ii)** un mayor gasto por pago de bonos otorgados a los empleados por negociaciones colectivas en el período 2024 por **Ch\$ 584 millones**, fundamentalmente en Enel Generación Chile.

En términos trimestrales, los **Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado)** ascendieron a **Ch\$ 14.174 millones** durante el **2T 2024**, presentando un **aumento de Ch\$ 1.803 millones** respecto a igual trimestre del 2023, explicado principalmente por una menor activación de mano de obra por **Ch\$ 2.959 millones**. Lo anterior, parcialmente compensado por: **(i)** un menor gasto por pago de bonos otorgados a los empleados por negociaciones colectivas por **Ch\$ 556 millones**; **(ii)** un menor gasto por pago de bono de desempeño anual y otros gastos recurrentes por **Ch\$ 404 millones**; y **(iii)** un menor gasto por pago de remuneraciones por **Ch\$ 309 millones**.

- Los **Otros Gastos por Naturaleza** acumulados al 30 de junio de 2024, alcanzaron los **Ch\$ 74.029 millones**, **aumentando en Ch\$ 7.490 millones** respecto a junio de 2023, explicado fundamentalmente por: **(i)** un mayor gasto por primas de seguros por **Ch\$ 4.834 millones**; y **(ii)** un mayor gasto por servicios de reparación y mantención por **Ch\$ 3.736 millones**, producto de la entrada en operación de proyectos solares y eólicos.

En el **2T 2024**, los **Otros Gastos por Naturaleza** ascendieron a **Ch\$ 39.256 millones**, **aumentando en Ch\$ 5.536 millones** respecto al 2T 2023, explicado fundamentalmente por: **(i)** un mayor gasto por primas de seguros por **Ch\$ 2.926 millones**; y **(ii)** un mayor gasto por servicios profesionales por **Ch\$ 2.689 millones**.



EBITDA Segmento de Distribución y Redes:

El EBITDA de nuestro Segmento de Distribución y Redes alcanzó los Ch\$ 53.340 millones por el período terminado al 30 de junio de 2024, lo que representa un incremento de Ch\$ 6.007 millones, equivalente a un aumento de un 12,7%, con respecto al primer semestre de 2023. En cuanto a los resultados del 2T 2024, el EBITDA de este segmento presentó un aumento de Ch\$ 6.167 millones, comparado con igual trimestre del año anterior.

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

- Los **Ingresos de Explotación** alcanzaron los **Ch\$ 830.309 millones** al 30 de junio de 2024, presentando un **aumento de Ch\$ 190.609 millones** respecto a los ingresos alcanzados en el mismo período de 2023. Esta variación, equivalente a un incremento de un 29,8%, se explica principalmente por:
 - > **Mayores ingresos por ventas de energía por Ch\$ 196.879 millones**, debido a: (i) un mayor precio medio de venta expresado en pesos por **Ch\$ 100.620 millones**, explicado en gran medida por indexación de contratos y aplicación del último decreto tarifario; (ii) un mayor ingreso por **Ch\$ 71.588 millones**, producto de estimaciones de descuento en la tarifa reconocidas a junio de 2023, asociadas a la disposición denominada "beneficio al cliente final" establecida por la Ley N°21.472; y (iii) una mayor venta física de energía (+227 GWh), fundamentalmente en el segmento de clientes industriales y comerciales, por **Ch\$ 24.671 millones**.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- > **Menores ingresos por otras prestaciones de servicios por Ch\$ 6.188 millones**, explicado por un menor ingreso por servicios de construcción de empalmes y alumbrado público por **Ch\$ 6.642 millones**, parcialmente compensado por un mayor ingreso por servicios de conexión por **Ch\$ 454 millones**.

Los **Ingresos de Explotación** del 2T 2024 alcanzaron los **Ch\$ 453.930 millones**, lo que representa un **incremento de Ch\$ 143.397 millones** respecto al mismo trimestre del año anterior, que se explica principalmente por:

- > **Mayores ingresos por venta de energía por Ch\$ 146.052 millones**, debido a: (i) un mayor precio medio de venta expresado en pesos por **Ch\$ 82.194 millones**; (ii) un mayor ingreso por **Ch\$ 42.174 millones**, producto de estimaciones de descuento en la tarifa reconocidas a junio de 2023, asociadas a la disposición denominada "beneficio al cliente final" establecida por la Ley N°21.472; y (iii) una mayor venta física de energía (+186 GWh), fundamentalmente en el segmento industrial y comercial por **Ch\$ 21.674 millones**.



Lo anterior, parcialmente compensado por:

- > **Menores ingresos por otras prestaciones de servicios por Ch\$ 2.802 millones**, fundamentalmente por un menor ingreso por servicios de construcción de empalmes y alumbrado público por **Ch\$ 3.200 millones**, parcialmente compensado por un mayor ingreso por servicios de conexión por **Ch\$ 398 millones**.
- Los **Costos de Explotación** acumulados al 30 de junio de 2024, ascendieron a **Ch\$ 722.890 millones**, lo que representa un **aumento de Ch\$ 178.767 millones** respecto a junio de 2023, equivalente a un 32,9% de alza, que se explica por:
 - > **Mayores costos por compras de energía por Ch\$ 178.777 millones**, debido a: (i) un mayor precio medio de compra expresado en pesos por **Ch\$ 80.568 millones**; (ii) un mayor costo por **Ch\$ 71.588 millones**, producto de estimaciones de descuento en la tarifa reconocidas al cierre de junio 2023, asociadas a la disposición denominada "beneficio al cliente final" establecida por la Ley N°21.472; y (iii) una mayor compra física en el periodo (+319 GWh) por **Ch\$ 26.621 millones**.

Durante el **2T 2024**, los **Costos de Explotación** ascendieron a **Ch\$ 391.869 millones**, **aumentando en Ch\$ 134.178 millones** respecto al 2T 2023. Esta variación se explica principalmente por:

- > **Mayores costos por compras de energía por Ch\$ 133.032 millones**, explicado por: (i) un mayor precio medio de compra expresado en pesos por **Ch\$ 72.426 millones**; (ii) un mayor costo por **Ch\$ 42.174 millones**, producto de estimaciones de descuento en la tarifa reconocidas al cierre de junio 2023, asociadas a la disposición denominada "beneficio al cliente final" establecida por la Ley N°21.472; y (iii) una mayor compra física en el periodo (+271 GWh) por **Ch\$ 18.432 millones**.
- Los **Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado)** alcanzaron los **Ch\$ 15.413 millones** al 30 de junio de 2024, lo que representa un **aumento de Ch\$ 1.498 millones** respecto a junio de 2023, como consecuencia principalmente de un mayor gasto por pago de bonos otorgados a los empleados por negociaciones colectivas por **Ch\$ 4.921 millones**. Lo anterior, parcialmente compensado por: (i) una mayor activación de gastos de personal destinados a proyectos de inversión por **Ch\$ 2.656 millones**; y (ii) un 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\$ 819 millones**.

En lo que respecta al **2T 2024**, los **gastos de personal (neto de trabajos para el inmovilizado)** alcanzaron los **Ch\$ 6.136 millones**, equivalente a una **disminución de Ch\$ 683 millones**, producto fundamentalmente de un menor gasto por pago de bono de desempeño anual y otros gastos recurrentes.



- Los **Otros Gastos por Naturaleza** alcanzaron los **Ch\$ 38.665 millones** en términos acumulados al 30 de junio de 2024, lo que representa un **aumento de Ch\$ 4.336 millones** comparado con el mismo período de 2023, explicado principalmente por un mayor costo en servicios de mantención y reparación.

Durante el **2T 2024**, los **Otros Gastos por Naturaleza** alcanzaron los **Ch\$ 22.069 millones**, **aumentando** en **Ch\$ 3.735 millones** respecto al mismo trimestre de 2023, también 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, en términos acumulados y trimestrales al 30 de junio de 2024 y 2023:

SEGMENTO DE NEGOCIO (en millones de Ch\$)	Cifras Acumuladas					
	jun-24			jun-23		
	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
Segmento Generación	537.644	(116.957)	420.686	300.494	(90.962)	209.533
Segmento Distribución y Redes	53.340	(37.194)	16.146	47.333	(32.269)	15.064
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(29.241)	(1.936)	(31.177)	(25.448)	(483)	(25.931)
Total Consolidados ENEL CHILE	561.743	(156.088)	405.655	322.379	(123.714)	198.665

SEGMENTO DE NEGOCIO (Cifras Acumuladas)	Cifras Trimestrales					
	2T2024			2T2023		
	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
Segmento Generación	263.365	(60.496)	202.869	28.061	(47.021)	(18.960)
Segmento Distribución y Redes	33.856	(19.842)	14.014	27.689	(14.557)	13.132
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(13.506)	(838)	(14.344)	(11.617)	479	(11.138)
Total Consolidados ENEL CHILE	283.716	(81.176)	202.540	44.134	(61.100)	(16.966)

La **depreciación, amortización y deterioro** ascendió a **Ch\$ 156.088 millones**, por el período terminado al 30 de junio de 2024, **aumentando** en **Ch\$ 32.374 millones** respecto al mismo período del año anterior. Esta variación se explica por:

- > **Mayor gasto por depreciación y amortización por Ch\$ 29.623 millones**, explicado principalmente por: **(i) un mayor gasto en el Segmento de Generación por Ch\$ 26.297 millones**, producto fundamentalmente de un mayor gasto en EGP Chile por Ch\$ 34.658 millones, debido a la entrada en operación de nuevas unidades de generación solares y eólicas unido a un efecto de aumento de tipo de cambio, parcialmente compensado por un menor gasto por Ch\$ 9.375 millones producto de la salida de Arcadia Generación Solar S.A. del perímetro de consolidación en octubre de 2023; **(ii) un mayor gasto en el Segmento de Distribución y Redes por Ch\$ 1.561 millones**, relacionado con el traspaso de nuevas inversiones a explotación; y **(iii) un mayor gasto en la Matriz Enel Chile por Ch\$ 1.359 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 Tobaraba).
- > **Mayor pérdida por deterioro de cuentas por cobrar por Ch\$ 2.751 millones**, que provienen principalmente del **Segmento de Distribución y Redes por Ch\$ 3.364 millones**, debido fundamentalmente a una mayor pérdida crediticia esperada asociada a los clientes residenciales.



Respecto al **2T 2024**, la depreciación, amortización y deterioro ascendió a **Ch\$ 81.176 millones**, presentando un aumento de **Ch\$ 20.076 millones** respecto al mismo trimestre del año anterior, que se explica por: **(i)** mayor gasto por depreciación y amortización por **Ch\$ 14.183 millones**, fundamentalmente en el Segmento de Generación debido a la entrada en operación de nuevas unidades de generación; y **(ii)** mayor pérdida por deterioro de cuentas por cobrar por **Ch\$ 5.893 millones**, principalmente en el Segmento de Distribución y Redes.

RESULTADO NO OPERACIONAL

El siguiente cuadro presenta los resultados no operacionales consolidados de Enel Chile, en términos acumulados y trimestrales al 30 de junio de 2024 y 2023:

RESULTADOS NO OPERACIONALES (en millones de Ch\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	jun-24	jun-23	Variación	%	2T2024	2T2023	Variación	%
Ingresos Financieros	52.811	37.479	15.333	40,9%	19.617	18.141	1.476	8,1%
Gastos Financieros	(119.716)	(86.687)	(33.029)	38,1%	(54.633)	(53.960)	(673)	1,3%
Diferencias de Cambio	(1.575)	(6.554)	4.979	(76,0%)	(20.829)	(992)	(19.837)	n/a
Resultados por Unidades de Reajuste	19.901	7.910	11.991	151,6%	4.173	5.860	(1.687)	(28,8%)
Total Resultado Financiero	(48.579)	(47.852)	(727)	1,5%	(51.672)	(30.951)	(20.720)	67,0%
Otras Inversiones	(331)	1.890	(2.221)	(117,5%)	(331)	-	(331)	n/a
Ventas de Activos	-	586	(586)	(100,0%)	-	(447)	447	(100,0%)
Sociedades contabilizadas por el método de la participación	2.507	5.046	(2.540)	(50,3%)	1.945	5.578	(3.633)	(65,1%)
Total Otros Resultados Distintos de la Operación	2.175	7.523	(5.347)	(71,1%)	1.614	5.131	(3.517)	(68,6%)
Resultado Antes de Impuesto	359.251	158.336	200.915	126,9%	152.482	(42.786)	195.268	n/a
Impuesto sobre Sociedades	(84.623)	(31.384)	(53.239)	169,6%	(38.892)	15.950	(54.841)	n/a
Resultado del Periodo	274.628	126.952	147.676	116,3%	113.590	(26.837)	140.427	n/a
<i>Atribuible a los propietarios de la controladora</i>	250.824	113.743	137.082	120,5%	102.258	(26.726)	128.983	n/a
<i>Atribuible a participaciones no controladoras</i>	23.804	13.210	10.594	80,2%	11.332	(111)	11.443	n/a

Resultado Financiero:

El resultado financiero consolidado de Enel Chile registró una pérdida de **Ch\$ 48.579 millones** en términos acumulados al 30 de junio de 2024, lo que representa una **variación negativa de Ch\$ 727 millones** con respecto al gasto de Ch\$ 47.852 millones obtenido en junio de 2023. Respecto al **2T 2024**, el resultado financiero registró un **gasto de Ch\$ 51.672 millones**, un **67,0%** superior al gasto alcanzado en el 2T 2023.

Las variables que explican este resultado se describen a continuación:

Mayores ingresos financieros por Ch\$ 15.333 millones, explicados principalmente por: **(i)** mayores ingresos por **Ch\$ 19.702 millones** que corresponden a intereses generados por cuentas por cobrar a compañías de Distribución Eléctrica, producto de postergaciones en la fecha de emisión de los correspondientes decretos tarifarios; y **(ii)** mayores ingresos por intereses sobre deudas de clientes por **Ch\$ 2.061 millones**. Todo lo anterior, parcialmente



compensado por menores ingresos asociados a inversiones temporales en instrumentos de renta fija por **Ch\$ 8.412 millones**.

Durante el **2T 2024**, los **ingresos financieros aumentaron** en **Ch\$ 1.476 millones** respecto a igual trimestre del año anterior, explicados principalmente por mayores ingresos por **Ch\$ 5.375 millones** que corresponden a intereses generados por cuentas por cobrar a compañías de Distribución Eléctrica, producto de postergaciones en la fecha de emisión de los correspondientes decretos tarifarios. Lo anterior, compensado parcialmente por menores ingresos asociados a inversiones temporales en instrumentos de renta fija por **Ch\$ 3.337 millones**.

Mayores gastos financieros por Ch\$ 33.029 millones, principalmente explicados por: **(i)** mayores intereses asociados a bonos y créditos bancarios por **Ch\$ 13.857 millones**; **(ii)** mayores costos financieros por acuerdos de optimización de calendario de pago con proveedores por **Ch\$ 7.697 millones**; **(iii)** 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; **(iv)** mayores gastos financieros con empresas relacionadas por **Ch\$ 8.315 millones**, asociado a una mayor deuda con Enel Finance International (EFI); y **(v)** mayores gastos y comisiones bancarias por **Ch\$ 2.725 millones**. Lo anterior, parcialmente compensado por menores gastos financieros por operaciones de venta y cesión de derechos de cobro de cuentas comerciales por cobrar por **Ch\$ 9.001 millones**, fundamentalmente relacionados con la venta de cuentas por cobrar generadas por la Ley N°21.185 de estabilización tarifaria, los cuales disminuyeron en Ch\$ 7.657 millones.

Durante el **2T 2024**, los **gastos financieros aumentaron** en **Ch\$ 673 millones** respecto a igual trimestre del año 2023, explicado principalmente por: **(i)** mayores gastos financieros con empresas relacionadas por **Ch\$ 5.677 millones**, asociado a una mayor deuda con EFI; **(ii)** mayores costos financieros por acuerdos de optimización de calendario de pago con proveedores por **Ch\$ 3.321 millones**; **(iii)** mayores gastos y comisiones bancarias por **Ch\$ 2.562 millones**; y **(iv)** mayores intereses asociados a bonos y créditos bancarios por **Ch\$ 2.438 millones**. Lo anterior, parcialmente compensado por: **(i)** menores gastos financieros por operaciones de venta y cesión de derechos de cobro de cuentas comerciales por cobrar por **Ch\$ 8.492 millones**, fundamentalmente relacionados con la venta de cuentas por cobrar generadas por la Ley N°21.185 de estabilización tarifaria, los cuales disminuyeron en Ch\$ 7.657 millones; y **(ii)** menores gastos financieros por mayor capitalización de intereses por **Ch\$ 4.563 millones**.

Mayor utilidad por unidades de reajuste por Ch\$ 11.991 millones, principalmente explicada por: **(i)** mayor utilidad por reajuste de cuentas comerciales por cobrar por **Ch\$ 10.808 millones**, que incluye un efecto positivo por Ch\$ 11.092 millones correspondiente a reajustes generados por cuentas por cobrar a compañías de Distribución Eléctrica, producto de postergaciones en la fecha de 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\$ 4.697 millones**; y **(iii)** mayor utilidad por reajuste de cuentas por



pagar comerciales por **Ch\$ 1.259 millones**. Lo anterior parcialmente compensado por menor utilidad por reajuste en impuestos por recuperar por **Ch\$ 4.548 millones**.

Durante el **2T 2024**, el **resultado por unidades de reajustes** registró una **menor utilidad de Ch\$ 1.687 millones** respecto a igual trimestre del año anterior, debido fundamentalmente a: **(i)** una menor utilidad por reajuste en impuestos por recuperar por **Ch\$ 5.764 millones**; y **(ii)** mayores efectos negativos debido a la aplicación de la NIC 29 sobre la sucursal que posee Enel Generación Chile en Argentina por **Ch\$ 1.675 millones**. Lo anterior parcialmente compensado por: **(i)** una mayor utilidad por reajuste de cuentas comerciales por cobrar por **Ch\$ 4.892 millones**; y **(ii)** una mayor utilidad por reajuste de otros activos no financieros por **Ch\$ 801 millones**.

Menor pérdida por diferencias de cambio por Ch\$ 4.979 millones, producto principalmente de: **(i)** mayores diferencias de cambio positivas por cuentas por cobrar a empresas relacionadas por **Ch\$ 289.852 millones**, asociadas fundamentalmente a cuentas por cobrar a EGP Chile; **(ii)** mayores diferencias de cambio positivas generadas por cuentas por cobrar comerciales por **Ch\$ 203.112 millones**, de los cuales Ch\$ 133.344 millones corresponden al efecto generado por la aplicación de los mecanismos de estabilización tarifaria establecidos por las Leyes N°21.185, N°21.472 y N°21.667³ que requirieron la dolarización de las cuentas por cobrar pendientes de cobro a clientes regulados; y **(iii)** mayores diferencias de cambio positivas por otros activos financieros y no financieros por **Ch\$ 17.274 millones**.

Lo anterior, parcialmente compensado por: **(i)** mayores diferencias de cambio negativas por cuentas por pagar a empresas relacionadas por **Ch\$ 214.859 millones**, asociadas a créditos con EFI; **(ii)** mayores diferencias de cambio negativas por cuentas por pagar comerciales por **Ch\$ 147.956 millones**, de los cuales Ch\$ 40.696 millones corresponden al efecto generado por la aplicación de los mecanismos de estabilización tarifaria establecidos por las Leyes N°21.185, N°21.472 y N°21.667; **(iii)** mayores diferencias de cambio negativas por deuda financiera e instrumentos derivados por **Ch\$ 139.433 millones**; y **(iv)** menores diferencias de cambio positivas por efectivo y equivalentes al efectivo por **Ch\$ 3.686 millones**.

Durante el **2T 2024**, hubo una **mayor pérdida por diferencia de cambio por Ch\$ 19.837 millones** respecto a igual trimestre del año anterior, explicado principalmente por: **(i)** mayores diferencias de cambio negativas por cuentas por cobrar a empresas relacionadas por **Ch\$ 87.659 millones**, asociadas fundamentalmente a cuentas por cobrar a EGP Chile; **(ii)** mayores diferencias de cambio negativas por cuentas por pagar comerciales por **Ch\$ 48.390 millones**, que incluye un efecto positivo por Ch\$ 9.654 millones generado por la aplicación de los mecanismos de estabilización tarifaria establecidos por las Leyes N°21.185, N°21.472 y N°21.667; y **(iii)** mayores diferencias de cambio negativas sobre el efectivo y equivalentes al efectivo por **Ch\$ 11.607 millones**.

³ Para mayor detalle ver la sección de Cambios Regulatorios al inicio de este documento y la Nota 9.a.1) de los Estados Financieros Consolidados de Enel Chile al 30 de junio de 2024.



Lo anterior, parcialmente compensado por: (i) mayores diferencias de cambio positivas por deuda financiera e instrumentos derivados por **Ch\$ 65.918 millones**; (ii) mayores diferencias de cambio positivas generadas por cuentas por cobrar comerciales por **Ch\$ 38.355 millones**, que incluye un efecto negativo por Ch\$ 38.596 millones generado por la aplicación de los mecanismos de estabilización tarifaria establecidos por las Leyes N°21.185, N°21.472 y N°21.667; (iii) mayores diferencias de cambio positivas por cuentas por pagar a empresas relacionadas por **Ch\$ 18.692 millones**, asociadas a créditos con EFI; y (iv) mayores diferencias de cambio positivas por otros pasivos no financieros por **Ch\$ 6.259 millones**.

Otros resultados distintos de la operación:

El resultado de **Sociedades contabilizadas por el método de la participación** disminuyó en **Ch\$ 2.540 millones** comparado con el resultado obtenido en el mismo período del año anterior, explicado principalmente por: (i) una menor utilidad en GNL Chile S.A. por **Ch\$ 1.724 millones**; (ii) una mayor pérdida en Enel X Way Chile SpA por **Ch\$ 335 millones**; y (iii) una mayor pérdida en HIF H2 SpA por **Ch\$ 314 millones**.

Respecto al **2T 2024**, el resultado de **Sociedades contabilizadas por el método de la participación** disminuyó en **Ch\$ 3.633 millones** comparado con el mismo trimestre de 2023, explicado principalmente por: (i) una menor utilidad en GNL Chile S.A. por **Ch\$ 3.240 millones**; y (ii) una mayor pérdida en Enel X Way Chile SpA por **Ch\$ 347 millones**.

Impuesto a las ganancias sobre Sociedades:

El **Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades** alcanzó una pérdida de **Ch\$ 84.623 millones** por el período terminado al **30 de junio de 2024**, lo que representa un mayor gasto de **Ch\$ 53.239 millones** respecto al mismo período del año anterior. Esta variación se explica principalmente por: (i) un mayor gasto por impuesto de **Ch\$ 49.380 millones** por las mayores utilidades de la Compañía; (ii) un mayor gasto por impuesto de **Ch\$ 6.982 millones**, por efecto de corrección monetaria; y (iii) un mayor gasto por impuesto de **Ch\$ 1.324 millones** por mayores multas SEC (Superintendencia de Electricidad y Combustibles). Lo anterior compensado por un menor gasto por impuesto por **Ch\$ 5.292 millones**, por clasificación de la inversión en Arcadia Generación Solar S.A. como mantenida para la venta en el año 2023.

Respecto al **2T 2024** el **Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades** alcanzó una pérdida de **Ch\$ 38.892 millones**, lo que representa un mayor gasto de **Ch\$ 54.841 millones** respecto a igual trimestre del año anterior. Esta variación se explica principalmente por: (i) un mayor gasto por impuesto de **Ch\$ 52.722 millones** por mayores utilidades de la Compañía; y (ii) un mayor gasto por impuesto de **Ch\$ 4.674 millones** por efecto de corrección monetaria. Lo anterior compensado con un menor gasto por impuesto por **Ch\$ 5.292 millones** por clasificación de la inversión en Arcadia Generación Solar S.A. como mantenida para la venta en el año 2023.



2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Los **Activos Totales** de la Compañía **aumentaron en Ch\$ 866.318 millones** al 30 de junio de 2024, comparado con el total de activos al 31 de diciembre 2023.

ACTIVOS (en millones de Ch\$)	jun-24	dic-23	Variación	Var %
Activos Corrientes	2.418.902	2.370.971	47.931	2,0%
Activos No Corrientes	10.281.137	9.462.750	818.387	8,7%
Total Activos	12.700.039	11.833.721	866.318	7,3%

Los **Activos Corrientes** presentaron un **aumento de Ch\$ 47.931 millones** al 30 de junio 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\$ 326.745 millones**, debido fundamentalmente a mayores cuentas por cobrar comerciales por **Ch\$ 337.360 millones**, que se explica principalmente por (a) un aumento por Ch\$ 385.411 millones, como consecuencia de la aplicación de las Leyes que establecen los mecanismos de estabilización de tarifas para clientes regulados, (b) un aumento por Ch\$ 18.096 millones asociado a reliquidaciones pendientes de facturación a empresas de Distribución Eléctrica, a la espera de la emisión de los correspondientes decretos tarifarios, parcialmente compensado por (c) una disminución por Ch\$ 64.638 millones, por efecto de ventas de cuentas por cobrar asociadas a la aplicación de la Ley N°21.472. Todo lo anterior parcialmente compensado por: (i) menores cuentas por cobrar por anticipo a proveedores por **Ch\$ 5.729 millones**; y (ii) menores cuentas por cobrar por arrendamiento financiero por **Ch\$ 4.286 millones**.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- **Disminución del Efectivo y equivalentes al efectivo por Ch\$ 274.804 millones**, explicado principalmente por las siguientes salidas de efectivo por: (i) pago a proveedores por **Ch\$ 2.135.235 millones**; (ii) compras de propiedades, planta y equipo por **Ch\$ 418.100 millones**; (iii) pago de bonos y préstamos bancarios por **Ch\$ 548.044 millones**; (iv) pago de dividendos por **Ch\$ 340.046 millones**; (v) pago de impuesto a las ganancias por **Ch\$ 128.967 millones**; (vi) pago a los empleados por **Ch\$ 80.553 millones**; (vii) pago de intereses por **Ch\$ 91.062 millones**; y (viii) otros pagos por actividades de operación por **Ch\$ 80.791 millones**, fundamentalmente por pago de IVA y otros impuestos. Todo lo anterior, parcialmente compensado por: (i) recaudación de clientes por **Ch\$ 2.698.201 millones**, que incluye un ingreso de caja por Ch\$ 1.139.137 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; (ii) préstamos de Enel Chile con EFI por **Ch\$ 542.608 millones**; y (iii) préstamos bancarios por **Ch\$ 309.627 millones**.



Los **Activos No Corrientes** aumentaron en **Ch\$ 818.387 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\$ 381.715 millones**, explicado fundamentalmente por: **(i)** incremento por diferencias de conversión por **Ch\$ 259.913 millones**, provenientes del Grupo EGP Chile; **(ii)** aumento de plantas y equipo de generación por **Ch\$ 127.855 millones**; **(iii)** aumento de las obras en curso por **Ch\$ 65.021 millones**, principalmente en el Segmento de Generación; **(iv)** aumento de edificios y terrenos por **Ch\$ 37.167 millones**; y **(v)** aumento de infraestructura de red por **Ch\$ 10.692 millones**. Lo anterior, parcialmente compensado por la depreciación del período por **Ch\$ 124.458 millones**.
- **Aumento de Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes por Ch\$ 322.246 millones**, explicado principalmente por mayores cuentas por cobrar comerciales por **Ch\$ 379.652 millones**, fundamentalmente asociadas a la aplicación de las Leyes que establecen los mecanismos de estabilización de tarifas para clientes regulados. Lo anterior, parcialmente compensado por menores cuentas por cobrar por arrendamiento financiero por **Ch\$ 59.048 millones**, producto fundamentalmente de la disminución de arrendamientos financieros de buses eléctricos pertenecientes a Enel X Chile.
- **Aumento de Activos intangibles distintos de la plusvalía por Ch\$ 63.550 millones**, explicado principalmente por: **(i)** un aumento de los programas informáticos por **Ch\$ 53.863 millones**, fundamentalmente en el Segmento de Generación; **(ii)** un aumento por efecto de tipo de cambio por **Ch\$ 6.684 millones**, asociado a EGP Chile, cuya moneda funcional es el dólar estadounidense; y **(iii)** un incremento de las servidumbres y derechos de agua por **Ch\$ 3.691 millones**.
- **Aumento de Activos por derecho de uso por Ch\$ 31.476 millones**, explicado fundamentalmente por nuevos arrendamientos de terrenos para el desarrollo de proyectos de generación de energías renovables, asociados a las compañías del Grupo EGP Chile.
- **Aumento de Activos por impuestos diferidos por Ch\$ 17.851 millones**, explicado fundamentalmente por mayores activos por pérdidas tributarias por **Ch\$ 18.334 millones**, que provienen principalmente de la Matriz Enel Chile.



Los **Pasivos Totales** de la Compañía, incluido el Patrimonio, alcanzaron los **Ch\$ 12.700.039 millones al 30 de junio de 2024**, presentando un aumento de un 7,3% comparado con el total de pasivos y patrimonio al 31 de diciembre de 2023.

PASIVOS Y PATRIMONIO (en millones de Ch\$)	jun-24	dic-23	Variación	Var %
Pasivos Corrientes	2.088.962	2.793.918	(704.956)	(25,2%)
Pasivos No corrientes	5.676.827	4.278.917	1.397.910	32,7%
Patrimonio Total	4.934.250	4.760.886	173.364	3,6%
<i>Atribuible a los propietarios de la controladora</i>	4.599.332	4.446.080	153.252	3,5%
<i>Participaciones no controladoras</i>	334.918	314.806	20.112	6,4%
Total Patrimonio y Pasivos	12.700.039	11.833.721	866.318	7,3%

Los **Pasivos Corrientes** presentaron una **disminución de Ch\$ 704.956 millones** al 30 de junio de 2024. A continuación, se explican las variaciones de los principales rubros que lo conforman:

- **Disminución de Otros pasivos financieros corrientes por Ch\$ 455.259 millones**, explicado principalmente por una disminución de pasivos por préstamos bancarios y bonos por **Ch\$ 471.076 millones**, fundamentalmente por (a) pago de bonos por parte de Enel Generación Chile por Ch\$ 406.759 millones (Yankee Bond US\$ 400 millones y bonos H y M US\$ 21 millones) y (b) pago de préstamos bancarios por parte de Enel Chile por Ch\$ 141.285 millones (BBVA/Mizuho US\$ 100 millones y Banco Santander US\$ 50 millones), parcialmente compensado por (c) incremento de la deuda por efecto de tipo de cambio por Ch\$ 44.815 millones, (d) aumento por traspaso de deuda entre corto y largo plazo por Ch\$ 20.923 millones y (e) aumento por devengo de intereses del período, neto de intereses pagados, por Ch\$ 10.116 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por un aumento de pasivos por derivados de cobertura por **Ch\$ 15.769 millones**.
- **Disminución de Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes por Ch\$ 113.468 millones**, explicado principalmente por menores cuentas por pagar por: (i) compra de activos por **Ch\$ 187.656 millones**; (ii) dividendos por **Ch\$ 79.449 millones**; (iii) compra de combustibles por **Ch\$ 64.097 millones**; (iv) compra de bienes y servicios por **Ch\$ 41.456 millones**; y (v) cuentas por pagar al personal por **Ch\$ 14.578 millones**. Todo lo anterior, parcialmente compensado por mayores cuentas por pagar por compra de energía por **Ch\$ 278.815 millones**.
- **Disminución de Cuentas por pagar a empresas relacionadas corrientes por Ch\$ 85.816 millones**, debido fundamentalmente a menores cuentas por pagar a: (i) Enel SpA por **Ch\$ 122.246 millones**, principalmente por concepto de dividendos; (ii) Enel Global Trading S.p.A. por **Ch\$ 21.711 millones**, principalmente por cobertura de commodities y por servicios técnicos; y (iii) Enel Grids S.r.L. por **Ch\$ 9.028 millones**, por servicios técnicos e informáticos. Lo anterior, parcialmente compensado por

mayores cuentas por pagar a: (i) GNL Chile por **Ch\$ 49.346 millones**, por concepto compra de gas; (ii) Enel Finance International NV (EFI) por **Ch\$ 13.941 millones**, producto principalmente del aumento por traspaso de deuda entre corto y largo plazo por Ch\$ 86.892 millones, compensado en gran parte por el pago de primera cuota de préstamo otorgado a Enel Chile por Ch\$ 76.063 millones (US\$ 81 millones aprox.); y (iii) Enel Green Power SpA por **Ch\$ 5.035 millones**, por servicios técnicos y de ingeniería.

- **Disminución de Pasivos por impuestos corrientes por Ch\$ 58.180 millones**, explicado por un menor pasivo por impuesto a la renta del período, de los cuales **Ch\$ 30.435 millones** provienen de la matriz Enel Chile y **Ch\$ 25.294 millones** corresponden a Enel Generación Chile.

Los **Pasivos No Corrientes aumentaron en Ch\$ 1.397.910 millones** al 30 junio de 2024, y se explica principalmente por lo siguiente:

- **Aumento de Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes por Ch\$ 608.065 millones**, que se explica por un incremento de las cuentas por pagar a EFI debido fundamentalmente a: (i) los giros realizados por Enel Chile de diversas líneas de crédito comprometidas por un total de **Ch\$ 618.671 millones**; y (ii) un aumento por efecto de tipo de cambio por **Ch\$ 76.075 millones**. Lo anterior, parcialmente compensado por una disminución por traspaso de deuda entre corto y largo plazo por **Ch\$ 86.892 millones**.
- **Aumento de Otros pasivos financieros no corrientes por Ch\$ 421.269 millones**, explicado por: (i) un aumento de pasivos por préstamos bancarios y bonos por **Ch\$ 417.997 millones**, producto de (a) nuevos préstamos de Enel Chile con Citibank (US\$ 286 millones) y con SMBC (US\$ 50 millones) por un total de Ch\$ 309.627 millones, (b) un incremento de la deuda por efecto de tipo de cambio por Ch\$ 141.890 millones, parcialmente compensado por (c) una disminución producto del traspaso de deuda entre corto y largo plazo por Ch\$ 20.923 millones y (d) disminución por otros cambios por Ch\$ 12.596 millones; y (ii) un aumento de pasivos por derivados de cobertura por **Ch\$ 3.272 millones**.
- **Aumento de Otras cuentas por pagar no corrientes por Ch\$ 332.422 millones**, explicado principalmente por mayores cuentas por pagar por compra de energía por **Ch\$ 332.376 millones**, asociadas en gran medida a la aplicación de las Leyes que establecen los mecanismos de estabilización de tarifas para clientes regulados.
- **Aumento de pasivos por arrendamientos no corrientes por Ch\$ 36.772 millones**, explicado principalmente por nuevos arrendamientos de terrenos para el desarrollo de proyectos de generación de energías renovables, asociados a las compañías del Grupo EGP Chile.



El **Patrimonio Total** ascendió a **Ch\$ 4.934.250 millones** al 30 de junio de 2024, presentando un **aumento de Ch\$ 173.364 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\$ 4.599.332 millones**, y se desglosa como sigue: Capital emitido por **Ch\$ 3.882.103 millones**, Utilidades acumuladas por **Ch\$ 3.041.984 millones** y Otras reservas negativas por **Ch\$ 2.324.756 millones**.
 - > Las **Utilidades acumuladas**, presentan una **variación positiva de Ch\$ 124.133 millones**, que se explica por la utilidad del período por **Ch\$ 250.824 millones**, parcialmente compensado por dividendos pagados por **Ch\$ 126.691 millones**.
 - > Las **Otras reservas** presentan una **variación positiva de Ch\$ 29.119 millones**, que se explican por: (i) mayores reservas de conversión por **Ch\$ 72.506 millones**; y (ii) mayores otras reservas varias por **Ch\$ 2.293 millones**. Los efectos anteriores fueron parcialmente compensados por menores reservas de cobertura de flujo de caja por **Ch\$ 45.681 millones**.
- El **Patrimonio Atribuible a las Participaciones No Controladoras** fue de **Ch\$ 334.918 millones**, presentando un **aumento de Ch\$ 20.112 millones** respecto del saldo al 31 de diciembre de 2023, explicado principalmente por la utilidad del período por **Ch\$ 23.804 millones**, unido a un mayor otro resultado integral por **Ch\$ 9.944 millones**, parcialmente compensado por dividendos pagados por **Ch\$ 13.795 millones**.



Evolución de los principales indicadores financieros

INDICADOR FINANCIERO		UNIDAD	jun-24	dic-23	jun-23	Variación	Var %
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	1,16	0,85	-	0,31	36,5%
	Razón Ácida (2)	Veces	1,11	0,82	-	0,30	36,7%
	Capital de Trabajo	MMCh\$	329.940	(422.947)	-	752.887	(178,0%)
Endeudamiento	Razón de endeudamiento (3)	Veces	1,57	1,49	-	0,09	5,9%
	Deuda Corto Plazo (4)	%	26,9%	39,5%	-	(12,6%)	(31,9%)
	Deuda Largo Plazo (5)	%	73,1%	60,5%	-	12,6%	20,8%
	Cobertura Costos Financieros (6)	Veces	5,54	-	3,78	1,76	46,7%
Rentabilidad	Resultado explotación/Ingreso explotación	%	17,5%	-	9,3%	8,3%	89,1%
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE) (7)	%	17,5%	-	36,2%	(18,7%)	(51,6%)
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA) (8)	%	6,8%	-	12,3%	(5,5%)	(44,5%)

(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 30 de junio 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 30 de junio y (ii) el promedio del total de activos al inicio del período y al fin del período.

- > **La liquidez corriente** al 30 de junio de 2024 alcanzó 1,16 veces, presentando una variación positiva de 36,5% con respecto al 31 de diciembre de 2023. Esta variación está explicada en gran medida por la disminución de los pasivos financieros corrientes, producto fundamentalmente de la amortización de bonos por parte de Enel Generación Chile y el pago de préstamos bancarios por parte de Enel Chile, unido a un aumento de las cuentas comerciales por cobrar.
- > **El capital de trabajo** al 30 de junio de 2024 tuvo un valor de Ch\$ 329.940 millones, lo que representa una variación positiva de Ch\$ 752.887 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 1,57 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 incremento en el índice se debe en gran medida al aumento de la deuda de Enel Chile con EFI, producto del giro de diversas líneas comprometidas durante el período.
- > **La cobertura de costos financieros** para el período terminado al 30 de junio de 2024 fue de 5,54 veces, lo que indica la capacidad de cubrir los gastos financieros con el EBITDA. El aumento de un 46,7% en este índice comparado con junio 2023, se explica en gran medida por la mejora en el EBITDA del período, producto fundamentalmente del aumento de los ingresos de explotación en el Segmento de Distribución y Redes unido a la disminución de los costos de explotación en el Segmento de Generación.
- > **El índice de rentabilidad** registró un porcentaje de 17,5% al 30 de junio de 2024, comparado con el porcentaje de 9,3% obtenido en el mismo período de 2023. El mejor desempeño, correspondiente a 8,3 p.p., se debe en gran medida a menores costos de explotación en el Segmento de Generación.



- > **La rentabilidad del patrimonio** fue de 17,5% al 30 de junio de 2024, lo que representa una disminución de 18,7 p.p. respecto al 36,2% obtenido al 30 de junio 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 4,7 p.p. (14% al 30 de junio de 2024 versus 18,7% al 30 de junio de 2023).
- > **La rentabilidad de los activos** fue de 6,8% al 30 de junio de 2024, lo que representa una disminución de 5,5 p.p. respecto al 12,3% registrado en mismo período 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 de los activos habría disminuido en 1,1 p.p. (5,6% al 30 de junio de 2024 versus 6,7% al 30 de junio de 2023).



3. PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO

Grupo Enel Chile generó un flujo de efectivo neto negativo de Ch\$ 289.390 millones por el período terminado al 30 de junio de 2024, lo que representa una menor salida de caja por Ch\$ 160.817 millones con respecto al mismo período de 2023. Las principales variables que explican este menor flujo neto negativo del período se describen a continuación:

FLUJOS DE EFECTIVO (en millones de Ch\$)	jun-24	jun-23	Variación	Var %
Flujo de Operación	288.435	(44.345)	332.780	n/a
Flujo de Inversión	(425.958)	(383.059)	(42.899)	11,2%
Flujo de Financiamiento	(151.867)	(22.803)	(129.064)	n/a
Flujo neto del período	(289.390)	(450.207)	160.817	(35,7%)

Las actividades de operación generaron un flujo de efectivo neto positivo de Ch\$ 288.435 millones por el período terminado al 30 de junio de 2024. Estos flujos están compuestos principalmente por las siguientes entradas de efectivo: (i) cobros procedentes ventas de bienes y servicios por Ch\$ 2.698.201 millones; y (ii) cobros derivados de arrendamiento y posterior venta de activos por Ch\$ 17.164 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por: (i) pago a proveedores por Ch\$ 2.135.235 millones; (ii) pago de impuesto a las ganancias por Ch\$ 128.967 millones; (iii) pago a empleados por Ch\$ 80.553 millones; y (iv) otros pagos por actividades de operación por Ch\$ 80.791 millones, fundamentalmente por pago de IVA y otros impuestos.

La mayor entrada de efectivo por Ch\$ 332.780 millones en el flujo de operación respecto al mismo período de 2023, se debe en gran medida a menores pagos a proveedores por Ch\$ 366.361 millones y menor pago de impuesto a las ganancias por Ch\$ 122.843 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por menores cobros procedentes de la venta de bienes y servicios por Ch\$ 170.346 millones.

Las actividades de inversión generaron un flujo de efectivo neto negativo de Ch\$ 425.958 millones por el período terminado al 30 de junio de 2024. Estos flujos de efectivo están compuestos principalmente por: (i) desembolsos realizados por compras de propiedades, plantas y equipos por Ch\$ 418.100 millones; y (ii) desembolsos por compra de activos intangibles por Ch\$ 20.844 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por entradas de efectivo por intereses recibidos por Ch\$ 12.556 millones.

La variación negativa en el flujo de inversión por Ch\$ 42.899 millones respecto a junio de 2023, se explica fundamentalmente por menores flujos de efectivo procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo por Ch\$ 28.661 millones recibidos en el período 2023, asociados a la venta del Complejo Santa Rosa (ex sede corporativa del Grupo), unido a un mayor desembolso por compra de propiedades, planta y equipo por Ch\$ 25.366 millones.



Las **actividades de financiación** generaron un **flujo de efectivo neto negativo de Ch\$ 151.867 millones**, por el período terminado al 30 de junio de 2024. Estos flujos están compuestos fundamentalmente por salidas de efectivo por: (i) pago de bonos por **Ch\$ 406.759 millones** por parte de Enel Generación Chile; (ii) pago de dividendos por **Ch\$ 340.046 millones**; (iii) pago de préstamos bancarios por **Ch\$ 141.285 millones** de Enel Chile con BBVA/Mizuho (US\$ 100 millones) y Banco Santander (US\$ 50 millones); (iv) pago de intereses por **Ch\$ 91.062 millones**; y (v) pago de pasivos por arrendamientos y otras salidas de efectivo por **Ch\$ 24.950 millones**. Lo anterior, parcialmente compensado por entradas de efectivo por: (i) préstamos otorgados por EFI a Enel Chile, neto de pagos realizados, por **Ch\$ 542.608 millones**; y (ii) nuevos financiamientos por **Ch\$ 309.627 millones**, obtenidos por Enel Chile con Citibank (US\$ 286 millones) y SMBC (US\$ 50 millones).

La **variación negativa por Ch\$ 129.064 millones** en el **flujo de financiamiento** respecto a junio de 2023, se explica fundamentalmente por mayor pago de bonos y préstamos bancarios por **Ch\$ 527.665 millones**, parcialmente compensado por mayores entradas de efectivo por préstamos otorgados por EFI a Enel Chile por **Ch\$ 350.492 millones**.

A continuación, se presentan los **Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Planta y Equipos y su Depreciación**, para los períodos terminados al 30 de junio 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	
	jun-24	jun-23	jun-24	jun-23
Segmento Generación	376.284	351.134	116.964	90.667
Segmento Distribución y Redes	34.935	38.556	25.281	23.721
Otras actividades de negocio	6.881	3.043	3.051	1.285
Total Consolidado Grupo ENEL CHILE	418.100	392.734	145.297	115.674

Los principales desembolsos se originan en el Segmento de Generación, fundamentalmente asociados a la construcción de nuevos proyectos de generación renovable, alcanzando los Ch\$ 376.284 millones al 30 de junio 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:

	jun-24	dic-23
Tasa de interés fija	76%	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 segundo 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 30 de junio de 2024, mantenemos coberturas activas a liquidarse en Brent con un total de 173 kbbl asociadas a compras y sin exposición en contratos de venta. Respecto al gas, al mismo corte, nuestras coberturas a liquidar incluyen 2.4 TBtu en compras y 1.9 TBtu en ventas, ambas asociadas a Henry Hub Future, mientras que no hay obligaciones pendientes en Henry Hub Swap. En el segmento de carbón, contamos con 25 kTon en coberturas activas, todas en contratos de venta a liquidarse. Al cierre del primer trimestre de 2024, nuestras coberturas en Brent liquidaron 224 kbbl en compras, sin ninguna exposición en ventas. En cuanto al gas, no registramos coberturas activas pendientes de liquidación en Henry Hub Swap ni en Henry Hub Future a fecha de 31 de marzo de 2024. Respecto al carbón, las obligaciones alcanzaron 33 kTon, todas vinculadas a contratos de venta a liquidar al 31 de marzo del 2024.

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 segundo 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.

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros.

Al 30 de junio de 2024, el Grupo Enel Chile presenta una liquidez de Ch\$ 288.488 millones en efectivo y medios equivalentes y Ch\$ 708.255 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\$ 419.481 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 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 éstas.

En relación con el préstamo bancario bajo ley de Chile, 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, este préstamo contiene disposiciones según las cuales 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, podrían ocasionar la declaración de aceleración de éste.

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 éste.

En relación con el préstamo bancario bajo ley de Inglaterra, suscrito en mayo de 2024 con vencimiento en diciembre de 2037, 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 agregado 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 éste.

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 30 de junio 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 30 de junio de 2024.