

## ANÁLISIS RAZONADO

**ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DE ENEL CHILE****AL 30 DE JUNIO DE 2025**

(Cifras expresadas en millones de dólares estadounidenses – US\$ millones)

### RESUMEN EJECUTIVO

- El resultado neto atribuible a los accionistas de Enel Chile S.A. alcanzó una utilidad de US\$ 246 millones a junio de 2025, equivalente a una disminución de 7,8% respecto a junio de 2024, debido principalmente a un menor resultado financiero, contrarrestando un mejor margen en los negocios de Generación y Distribución y Redes. A nivel trimestral, el resultado neto registró una utilidad de US\$ 71 millones durante el 2T 2025, equivalente a una reducción de US\$ 39 millones respecto al 2T 2024, debido en parte a mayores depreciaciones de activos, gastos por incentivos otorgados a trabajadores vinculados a planes de retiro anticipado y otros gastos fijos.
- Los ingresos operacionales alcanzaron un total de US\$ 2.279 millones a junio de 2025, con una reducción de 7,3% respecto a junio de 2024 producto fundamentalmente de menores ventas de energía, principalmente en el Segmento de Generación. Del mismo modo, durante el 2T 2025, los ingresos operacionales disminuyeron un 12,6% al totalizar US\$ 1.177 millones debido básicamente a las menores ventas de energía.
- Los costos de aprovisionamientos y servicios registraron un valor de US\$ 1.413 millones a junio de 2025, equivalente a una disminución de 16,1% respecto a junio de 2024, explicada en gran medida por menores costos por compras de energía y gastos de transporte en los Segmentos de Generación y de Distribución y Redes. Similar tendencia se registró durante el 2T 2025, con una reducción de 19,9% en los costos de aprovisionamientos y servicios al totalizar US\$ 762 millones, producto principalmente de los menores costos por compras de energía y gastos de transporte en ambos Segmentos.
- Como consecuencia de los factores descritos, el EBITDA de la Compañía registró un valor de US\$ 659 millones a junio de 2025, con un crecimiento de 10,4% respecto a junio de 2024. Durante el 2T 2025, el EBITDA alcanzó un valor de US\$ 293 millones, mostrando una disminución de US\$ 10 millones respecto al 2T 2024.
- El resultado financiero pasó de un gasto por US\$ 52 millones a junio de 2024 a un gasto por US\$ 84 millones a junio de 2025, explicado fundamentalmente por menores ingresos financieros y una menor ganancia por unidades de reajuste. Durante el 2T 2025, el resultado financiero registró un mayor gasto por US\$ 3 millones respecto al 2T 2024, al alcanzar un total de US\$ 58 millones producto principalmente de mayores gastos financieros.

## RESUMEN POR NEGOCIO

### Generación

- La generación de energía neta disminuyó un 5,3% al totalizar 11.474 GWh a junio de 2025 (-645 GWh), debido principalmente a un menor despacho hidroeléctrico en el primer trimestre del año en curso, unido a una menor generación solar. Durante el 2T 2025, la generación neta se redujo un 2,9% (-176 GWh) al llegar a 5.892 GWh debido fundamentalmente al menor despacho solar.
- Las ventas físicas de energía se redujeron un 11,6% respecto a junio de 2024, al alcanzar 15.895 GWh (-2.090 GWh) durante el primer semestre de 2025, explicado fundamentalmente por menores ventas a clientes regulados debido al vencimiento de contratos a fines de 2024. Del mismo modo, durante el 2T 2025, las ventas físicas disminuyeron un 13,6% (-1.232 GWh) al totalizar 7.847 GWh, producto principalmente de menores ventas a clientes regulados y libres.
- Los ingresos operacionales disminuyeron un 9,9% al llegar a US\$ 1.604 millones a junio de 2025, producto fundamentalmente de menores ventas de energía asociadas en gran medida a la menor venta física antes señalada. Análogamente, durante el 2T 2025, los ingresos operacionales disminuyeron un 13,4% con relación al 2T 2024 al alcanzar los US\$ 825 millones producto principalmente de las menores ventas de energía, parcialmente compensadas por una mayor comercialización de gas.
- Los costos de aprovisionamientos y servicios registraron un total de US\$ 902 millones a junio de 2025, equivalente a una reducción de 18,2%, explicada básicamente por menores costos por compras de energía y gastos de transporte, unidos a un menor costo por consumo de combustibles. Misma tendencia registraron los costos de aprovisionamientos y servicios durante el 2T 2025, con una reducción de 19,8% al totalizar US\$ 492 millones, producto fundamentalmente de los menores costos por compras de energía antes señalados.
- Como consecuencia de los factores descritos, el EBITDA del Segmento de Generación aumentó un 0,9% respecto a junio de 2024 al registrar un valor total de US\$ 576 millones durante el primer semestre de 2025. A nivel trimestral, el EBITDA totalizó US\$ 260 millones en el 2T 2025, con una disminución de US\$ 22 millones respecto al 2T 2024.

Información Física	Acumulado			Trimestral		
	jun-25	jun-24	Var %	2T2025	2T2024	Var %
Total Ventas (GWh)	15.895	17.985	(11,6%)	7.847	9.079	(13,6%)
Total Generación (GWh)	11.474	12.119	(5,3%)	5.892	6.068	(2,9%)

## Distribución y Redes

- Las ventas físicas disminuyeron un 2,3% respecto a junio de 2024 al llegar a 7.237 GWh a junio de 2025 (-170 GWh), principalmente en los segmentos residencial y comercial. Misma tendencia se registró durante el 2T 2025 con ventas físicas que totalizaron 3.577 GWh equivalente a una reducción de 5,0% (-187 GWh) respecto al 2T 2024.
- El número de clientes creció un 1,4% al cierre del primer semestre de 2025 al alcanzar un total de 2.175.718 usuarios finales, especialmente en el segmento residencial. Por otra parte, las pérdidas de energía pasaron de 5,5% en junio de 2024 a 6,2% en junio de 2025.
- Los ingresos operacionales disminuyeron un 1,1% con relación a junio de 2024 al registrar un valor de US\$ 872 millones producto esencialmente de menores ventas de energía. Del mismo modo, durante el 2T 2025, los ingresos operacionales totalizaron US\$ 439 millones, un 9,6% bajo el nivel mostrado en el 2T 2024 como resultado de las menores ventas de energía.
- Los costos de aprovisionamiento y servicios totalizaron US\$ 719 millones a junio de 2025, equivalente a una reducción de 6,4% respecto a junio de 2024, explicada principalmente por menores costos por compras de energía y gastos de transporte. Análogamente, durante el 2T 2025, los costos de aprovisionamiento y servicios alcanzaron los US\$ 362 millones, equivalente a una disminución de 13,5% respecto al 2T 2024.
- Dado lo descrito previamente, el EBITDA del Segmento de Distribución y Redes alcanzó un valor de US\$ 92 millones a junio de 2025, lo que se compara positivamente con los US\$ 57 millones registrados a junio de 2024. El EBITDA presentó similar tendencia en el 2T 2025 llegando a un total de US\$ 42 millones con un crecimiento de 16,4% en relación con el mismo período del año 2024, producto de los menores costos operacionales.

Información Física	Acumulado			Trimestral		
	jun-25	jun-24	Var %	2T2025	2T2024	Var %
Total Ventas (GWh)	7 237	7 407	-2,3 %	3 577	3 764	-5,0 %
Clientes	2 175 718	2 145 621	1,4 %	2 169 976	2 145 621	1,1 %

## RESUMEN FINANCIERO – ENEL CHILE

La deuda financiera bruta de la Compañía aumentó en US\$ 40 millones con respecto a diciembre 2024, totalizando US\$ 3.970 millones. Esta variación se explica por los siguientes movimientos:

- El giro de la línea de crédito comprometida de Enel Chile con Corporación Andina de Fomento (CAF) por un total de US\$ 100 millones.
- La amortización de una cuota de un préstamo de Enel Finance International con Enel Chile por un total de US\$ 81 millones en junio de 2025.
- La amortización de los bonos H y M de Enel Generación Chile por US\$ 22 millones.
- Un aumento de US\$ 43 millones por concepto de pasivos por arrendamiento (NIIF16).



## ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS  
GRUPO ENEL CHILE  
AL 30 DE JUNIO DE 2025

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

- Efectivo y equivalentes al efectivo : US\$ 320 millones
- Líneas de crédito comprometidas disponibles : US\$ 590 millones

El costo promedio de la deuda en junio de 2025 disminuyó a un 4,9% desde un 5,0% registrado en diciembre de 2024.

### 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\$ 189 millones y forwards por US\$ 589 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.

Además, esta Resolución estableció que el pago de saldos se realizará con el dólar observado del sexto día hábil siguiente al día de publicación del Cuadro de Pago de Saldos del Coordinador, en reemplazo del dólar promedio del mes de facturación, como estaba establecido hasta ese momento.

- > 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, reajustable, 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 de 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.

**Cambio de moneda funcional y de moneda de presentación:**

A contar del 1 de enero de 2025, Enel Chile cambió su moneda funcional de pesos chilenos a dólares de los Estados Unidos de América, debido a que la divisa estadounidense pasó a ser la moneda que influye significativamente en el entorno económico donde opera la Compañía. El análisis que determinó el cambio de moneda funcional fue finalizado durante el último trimestre del ejercicio precedente y fue revelado en los estados financieros consolidados de Enel Chile al 31 de diciembre de 2024.

Este cambio de moneda funcional se generó sustancialmente por el hecho de que, también con fecha 1 de enero de 2025, su subsidiaria Enel Generación Chile cambió su moneda funcional, de pesos chilenos a dólares de los Estados Unidos de América. Lo anterior, debido fundamentalmente a que, a contar de 2025, la principal fuente de ingresos de dicha subsidiaria tendrá su origen en el grupo de contratos de clientes libres, los que, considerando los ciclos de facturación y cobro, originan una exposición a la fluctuación de tipo de cambio sustancialmente menor en comparación al grupo de clientes regulados, los cuales requieren de un tiempo bastante mayor para finalizar el proceso de recaudación. El grupo de contratos de clientes regulados representó la principal fuente de ingresos de la Compañía hasta el ejercicio 2024.

De esta forma, considerando la relevancia del segmento de generación para el Grupo, la principal fuente de ingresos de Enel Chile, esto es, los dividendos provenientes de sus subsidiarias, tendrán una base de determinación consistente en dólares de los Estados Unidos de América.

Es importante señalar que, hasta el cierre de 2024, la Compañía mantenía ciertas operaciones definidas como coberturas de flujos de efectivo, que cubrían el riesgo de tipo de cambio de una parte de los ingresos de Enel Generación Chile directamente vinculados a la evolución del dólar estadounidense, que se gestionaban mediante la obtención de financiación en esta última moneda y de contratos de derivados. Considerando el cambio de moneda funcional previsto para Enel Generación Chile, las coberturas contables antes descritas perdieron efectividad y, por lo tanto, debido al cambio en el objetivo de la gestión de riesgo, fueron discontinuadas prospectivamente.

El monto acumulado en las reservas de coberturas de flujos de caja, relacionadas con ingresos directamente vinculados a la evolución del dólar estadounidense, ascendía a **Ch\$ 620.164 millones (~US\$ 657 millones)** antes de impuestos. Dicho monto fue íntegramente reconocido como menores ingresos al cierre del ejercicio 2024.

Por otra parte, Enel Chile también cambió la moneda de presentación sus estados financieros consolidados, adoptando los dólares de los Estados Unidos de América a contar de 2025. El cambio en la moneda de presentación fue contabilizado como un cambio en política contable y aplicado retrospectivamente, como si la nueva moneda de presentación hubiese sido siempre la moneda de presentación de los estados financieros consolidados.

Para mayor información, ver nota n° 3 de los estados financieros consolidados de Enel Chile al 30 de junio de 2025.

## 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 8.892 MW<sup>1</sup> al 30 de junio de 2025. Los activos de generación se encuentran diversificados, con foco en energías renovables, las cuales representan un 78%<sup>2</sup> de la potencia neta de Enel Chile. Es así como 3.665 MW corresponden a unidades de generación hidroeléctricas, 1.965 MW a centrales térmicas que operan con gas o petróleo, 2.073 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 2025 y 2024:

Mercados en que participa	Ventas de Energía (GWh)			Trimestral			
	Acumulado	jun-25	jun-24	Var %	2T2025	2T2024	Var %
Sistema Eléctrico Nacional (SEN)		15.895	17.985	(11,6%)	7.847	9.079	(13,6%)

### 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, distribuyendo electricidad en 33 comunas de la Región Metropolitana.

A continuación, el cuadro resume la información física de nuestro Segmento de Distribución y Redes al 30 de junio de 2025 y 2024:

Información Física	Ventas de Energía (GWh)					
	jun-25	jun-24	Var %	2T2025	2T2024	Var %
Negocio de Distribución y Redes	7.237	7.407	0,3%)	3.577	3.764	5,0%)
<hr/>						
Otra Información	jun-25	jun-24	Var %			
Número de Clientes	2.175.718	2.145.621	1,4%			
Clientes/Empleados	4.121	3.818	7,9%			

<sup>1</sup> Incluye 23 MW de capacidad neta adicional durante el primer semestre de 2025. 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.

<sup>2</sup> Corresponde a Renovables + BESS (Battery Energy Storage System).

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 2025 y 2024:

INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA (en miles de US\$)	Total Segmentos		Estructura y Ajustes		Total General	
	jun-25	jun-24	jun-25	jun-24	jun-25	jun-24
<b>Generación</b>	<b>1.422</b>	<b>1.628</b>	<b>(214)</b>	<b>(216)</b>	<b>1.208</b>	<b>1.412</b>
Cíentes Regulados	565	804	(212)	(216)	353	618
Cíentes no Regulados	695	723	(2)	(20)	693	693
Ventas de Mercado Spot	162	101	—	—	162	101
<b>Distribución y Redes</b>	<b>829</b>	<b>856</b>	<b>(20)</b>	<b>(20)</b>	<b>819</b>	<b>846</b>
Residenciales	440	446	—	—	440	446
Comerciales	237	249	—	—	237	249
Industriales	63	66	—	—	63	66
Otros Consumidores	89	95	(20)	(20)	79	85
<b>Eliminación intercompañías de distinta Línea de negocio</b>	<b>(224)</b>	<b>(226)</b>	—	—	—	—
<b>Ingresos por Ventas de Energía</b>	<b>2.027</b>	<b>2.258</b>	<b>(224)</b>	<b>(226)</b>	<b>2.027</b>	<b>2.258</b>
<b>Variación en miles de US\$ y %</b>	<b>(231)</b>	<b>(10.23%)</b>	—	—	<b>(231)</b>	<b>(10.23%)</b>

INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA (en miles de US\$)	Total Segmentos		Cifras Trimestrales		Total General	
	2T2025	2T2024	2T2025	2T2024	2T2025	2T2024
<b>Generación</b>	<b>705</b>	<b>853</b>	<b>(92)</b>	<b>(96)</b>	<b>613</b>	<b>757</b>
Cíentes Regulados	292	434	(91)	(61)	201	353
Cíentes no Regulados	293	341	(1)	(5)	292	326
Ventas de Mercado Spot	120	78	—	—	120	78
<b>Distribución y Redes</b>	<b>421</b>	<b>470</b>	<b>(6)</b>	<b>(6)</b>	<b>416</b>	<b>465</b>
Residenciales	228	253	—	—	228	253
Comerciales	116	131	—	—	116	131
Industriales	31	36	—	—	31	36
Otros Consumidores	46	50	(6)	(6)	41	45
<b>Eliminación intercompañías de distinta Línea de negocio</b>	<b>(97)</b>	<b>(101)</b>	—	—	—	—
<b>Ingresos por Ventas de Energía</b>	<b>1.029</b>	<b>1.222</b>	<b>(97)</b>	<b>(101)</b>	<b>1.029</b>	<b>1.222</b>
<b>Variación en miles de Ch\$ y %</b>	<b>(93)</b>	<b>(15.79%)</b>	—	—	<b>(93)</b>	<b>(15.79%)</b>

## I. ANÁLISIS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

### 1. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

Al 30 de junio de 2025, el resultado atribuible a los accionistas de Enel Chile alcanzó una utilidad de US\$ 246 millones, lo que representa una disminución de US\$ 21 millones, o un 7,8% respecto al resultado

obtenido en primer semestre de 2024, debido principalmente a un menor resultado financiero, contrarrestando un mejor margen en los negocios de Generación y Distribución y Redes.

En relación con el **2T 2025**, el resultado atribuible a los accionistas de Enel Chile registró una **utilidad de US\$ 71 millones**, equivalente a una reducción de **US\$ 39 millones respecto al 2T 2024**, debido en parte a mayores depreciaciones de activos, gastos por incentivos otorgados a trabajadores vinculados a planes de retiro anticipado y otros gastos fijos.

ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS (en millones de US\$)	jun-25	jun-24	Variación	Var %	2T2025	2T2024	Variación	Var %
					2T2025	2T2024	Variación	Var %
<b>Ingresos</b>	<b>2,279</b>	<b>2,457</b>	<b>(178)</b>	<b>(7,3%)</b>	<b>1,177</b>	<b>1,347</b>	<b>(170)</b>	<b>(12,6%)</b>
Ingresos ordinarios	2,228	2,419	(192)	(7,9%)	1,175	1,330	(155)	(11,6%)
Otros ingresos de explotación	51	38	13	34,2%	1	17	(15)	(91,6%)
<b>Aprovisionamientos y Servicios</b>	<b>(1,413)</b>	<b>(1,683)</b>	<b>270</b>	<b>(16,1%)</b>	<b>(762)</b>	<b>(951)</b>	<b>189</b>	<b>(19,9%)</b>
Compras de energía	(893)	(1,120)	228	(20,4%)	(439)	(618)	178	(28,9%)
Consumo de combustible	(215)	(227)	12	(5,4%)	(120)	(123)	3	(2,7%)
Gastos de transporte	(151)	(188)	36	(19,4%)	(95)	(109)	14	(13,0%)
Otros aprovisionamientos y servicios	(154)	(148)	(6)	4,2%	(107)	(100)	(7)	6,8%
<b>Margin de Contribución</b>	<b>866</b>	<b>774</b>	<b>92</b>	<b>11,9%</b>	<b>415</b>	<b>396</b>	<b>19</b>	<b>4,8%</b>
Trabajos para el inmovilizado	16	19	(3)	(14,0%)	10	9	2	23,0%
Gastos de personal	(91)	(87)	(3)	3,6%	(53)	(41)	(11)	27,5%
Otros gastos por naturaleza	(133)	(109)	(24)	22,0%	(79)	(59)	(20)	33,5%
<b>Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)</b>	<b>659</b>	<b>597</b>	<b>62</b>	<b>10,4%</b>	<b>293</b>	<b>304</b>	<b>(10)</b>	<b>(3,4%)</b>
Depreciación y amortización	(174)	(154)	(20)	12,9%	(90)	(79)	(11)	13,3%
Pérdidas por deterioro (reversiones)	(29)	-	(29)	n/a	(29)	-	(29)	n/a
Pérdidas por Deterioro (Reversiones) por aplicación de NIIF	(18)	(11)	(6)	56,2%	(9)	(8)	(1)	13,2%
<b>Resultado de Explotación (EBIT)</b>	<b>437</b>	<b>431</b>	<b>6</b>	<b>1,5%</b>	<b>166</b>	<b>217</b>	<b>(51)</b>	<b>(23,6%)</b>
<b>Resultado Financiero</b>	<b>(84)</b>	<b>(52)</b>	<b>(32)</b>	<b>62,7%</b>	<b>(58)</b>	<b>(55)</b>	<b>(3)</b>	<b>6,3%</b>
Ingresos financieros	28	56	(28)	(49,9%)	13	21	(8)	(36,5%)
Gastos financieros	(130)	(127)	(3)	2,4%	(73)	(59)	(15)	25,4%
Resultados por unidades de reajuste	11	21	(10)	(48,4%)	3	5	(1)	(25,2%)
Diferencia de cambio	7	(2)	9	(527,9%)	(2)	(22)	20	(92,3%)
<b>Otros Resultados distintos de la Operación</b>	<b>7</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>155,0%</b>	<b>4</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>69,9%</b>
Sociedades contabilizadas por método de participación	7	3	4	155,0%	4	2	1	69,9%
<b>Resultado Antes de Impuestos</b>	<b>360</b>	<b>382</b>	<b>(22)</b>	<b>(5,8%)</b>	<b>111</b>	<b>164</b>	<b>(53)</b>	<b>(32,4%)</b>
Impuesto sobre sociedades	(93)	(90)	(3)	3,4%	(30)	(42)	12	(28,0%)
<b>Resultado del Período</b>	<b>267</b>	<b>292</b>	<b>(25)</b>	<b>(8,6%)</b>	<b>81</b>	<b>122</b>	<b>(41)</b>	<b>(33,9%)</b>
<b>Resultado atribuible a los propietarios de la controladora</b>	<b>246</b>	<b>267</b>	<b>(21)</b>	<b>(7,8%)</b>	<b>71</b>	<b>110</b>	<b>(39)</b>	<b>(35,3%)</b>
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	22	25	(4)	(13,9%)	10	12	(2)	(17,5%)
<b>Utilidad por acción US\$ <sup>(2)</sup></b>	<b>0,0036</b>	<b>0,0039</b>	<b>(0,0003)</b>	<b>(7,8%)</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>(0,00)</b>	<b>(35,3%)</b>

(1) A contar de 2025, Enel Chile cambió su moneda funcional y la moneda de reporte de sus estados financieros consolidados, desde pesos chilenos a dólares de los Estados Unidos de América. En este contexto, los resultados del semestre finalizado al 30 de junio de 2024 han sido convertidos a dólares de los Estados Unidos de América utilizando el tipo de cambio medio aplicable a dicho periodo (\$941,02 CLP/US\$). Para más información ver nota n° 3 de los estados financieros consolidados de Enel Chile al 30 de junio de 2025.

(2) Al 30 de junio de 2025 y 2024, el número promedio de acciones ordinarias en circulación ascendió a 69.166.557.219.

## EBITDA

El **EBITDA consolidado de Enel Chile acumulado al 30 de junio de 2025, alcanzó los US\$ 659 millones**, presentando un **aumento de US\$ 62 millones respecto al primer semestre de 2024, o un 10,4%**,

principalmente por menores costos de operación en los Segmentos de Generación y de Distribución y Redes.

Durante el **2T 2025**, el **EBITDA consolidado alcanzó los US\$ 293 millones**, presentando una **disminución de US\$ 10 millones** respecto al 2T 2024, explicado en gran medida por menores ventas de energía en ambos Segmentos de negocio.

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 2025 y 2024, se presentan a continuación:

EBITDA POR SEGMENTO DE NEGOCIO (en miles de US\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	jun-25	jun-24	Variación	Var%	2T2025	2T2024	Variación	Var%
Ingresos de Exploración Segmento de Generación	1.604	1.779	(176)	0,9%	825	952	(127)	(13,4%)
Ingresos de Exploración Segmento de Distribución y Redes	872	882	(10)	0,1%	439	485	(46)	0,6%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(197)	(204)	7	0,5%	87	91	4	4,1%
<b>Total Ingresos de Exploración Consolidados</b>	<b>2.279</b>	<b>2.457</b>	<b>(178)</b>	<b>0,7%</b>	<b>1.177</b>	<b>1.347</b>	<b>(170)</b>	<b>(12,6%)</b>
Costos de Exploración Segmento de Generación	(802)	(102)	200	18,2%	(492)	(613)	121	19,8%
Costos de Exploración Segmento de Distribución y Redes	(719)	(768)	49	6,4%	(362)	(419)	57	13,5%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	208	187	21	11,0%	92	81	11	13,6%
<b>Total Costos de Exploración Consolidados</b>	<b>(1.113)</b>	<b>(1.683)</b>	<b>270</b>	<b>16,1%</b>	<b>(762)</b>	<b>(951)</b>	<b>189</b>	<b>19,9%</b>
Gastos de personal	(83)	(27)	6	21,6%	(17)	(15)	2	14,6%
Otros gastos por naturaleza	(82)	(79)	(4)	17,4%	(65)	(42)	(3)	32,0%
<b>Total Segmento de Generación</b>	<b>(126)</b>	<b>(106)</b>	<b>(20)</b>	<b>18,5%</b>	<b>(73)</b>	<b>(67)</b>	<b>(6)</b>	<b>27,4%</b>
Gastos de personal	(15)	(16)	1	7,4%	(10)	(7)	(3)	50,2%
Otros gastos por naturaleza	(16)	(11)	5	12,3%	(25)	(24)	(1)	4,1%
<b>Total Segmento de Distribución y Redes</b>	<b>(61)</b>	<b>(57)</b>	<b>(4)</b>	<b>6,7%</b>	<b>(64)</b>	<b>(60)</b>	<b>(4)</b>	<b>14,2%</b>
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(21)	(14)	(7)	46,5%	(14)	(6)	(9)	194,4%
<b>EBITDA</b>								
<b>EBITDA Segmento de Generación</b>	<b>576</b>	<b>571</b>	<b>5</b>	<b>0,9%</b>	<b>260</b>	<b>282</b>	<b>(22)</b>	<b>(7,7%)</b>
<b>EBITDA Segmento de Distribución y Redes</b>	<b>92</b>	<b>57</b>	<b>36</b>	<b>63,0%</b>	<b>42</b>	<b>36</b>	<b>6</b>	<b>16,4%</b>
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(10)	(31)	21	68,0%	(8)	(14)	5	67,9%
<b>Total EBITDA Consolidado ENEL CHILE</b>	<b>659</b>	<b>597</b>	<b>62</b>	<b>10,4%</b>	<b>293</b>	<b>304</b>	<b>(10)</b>	<b>6,4%</b>

### EBITDA Segmento de Generación:

El **EBITDA de nuestro Segmento de Generación** acumulado al **30 de junio de 2025** alcanzó los **US\$ 576 millones**, lo que representa un aumento de **US\$ 5 millones**, equivalente a un incremento de un **0,9%**, con respecto al mismo periodo de 2024. En cuanto a los resultados del **2T 2025**, el **EBITDA** de

este segmento presentó una **disminución de US\$ 22 millones**, comparado con igual trimestre del año anterior.

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

- Los **Ingresos de Explotación** al 30 de junio de 2025, alcanzaron los **US\$ 1.604 millones**, lo que representa una disminución de **US\$ 176 millones**, o un **9,9%** inferior al mismo periodo del año anterior, que se explica fundamentalmente por lo siguiente:

> **Menores ingresos por ventas de energía por US\$ 207 millones**, explicados principalmente por: (i) menores ventas físicas por US\$ 191 millones, correspondientes a -2.090 GWh, explicado por menores ventas físicas a clientes regulados (-1.791 GWh), menores ventas físicas en el mercado spot (-227 GWh) y menores ventas a clientes libres (-72 GWh); y (ii) un efecto negativo por US\$ 71 millones por un menor precio medio de venta. Lo anterior, fue compensado parcialmente por menores pérdidas por coberturas de tipo de cambio por US\$ 56 millones.

Lo anterior, fue parcialmente compensado por:

> **Mayores otras ventas por US\$ 29 millones**, explicado por un aumento en los ingresos provenientes de la comercialización en la venta de gas.

En lo que respecta al 2T 2025, los Ingresos de Explotación alcanzaron los **US\$ 825 millones**, lo que representa una disminución de **US\$ 127 millones** respecto al mismo trimestre del año anterior. La variación se debe principalmente a:

> **Menores ingresos por ventas de energía por US\$ 149 millones**, explicados principalmente por (i) menores ventas físicas por US\$ 137 millones, correspondientes a -1.232 GWh, explicado por menores ventas físicas a clientes regulados (-942 GWh), menores ventas físicas en el mercado spot (-131 GWh) y menores ventas a clientes libres (-159 GWh); y (ii) un efecto negativo por US\$ 25 millones por un menor precio medio de venta. Lo anterior, fue compensado parcialmente por menores pérdidas por coberturas de tipo de cambio por US\$ 17 millones.

> **Menores otros ingresos de explotación por US\$ 15 millones**, explicado por menores ingresos por derivados de commodities.

> **Mayores otras ventas por US\$ 35 millones**, explicado por un aumento en ingresos provenientes de la comercialización en la venta de gas.

Lo anterior, fue parcialmente compensado por:

- Los **Costos de Explotación** al 30 de junio de 2025, ascendieron a **US\$ 902 millones**, presentando una **disminución de US\$ 200 millones**, o un **18,2%** inferior al mismo periodo 2024, que se explica fundamentalmente por:

- > *Menores compras de energía por US\$ 161 millones*, que se explican fundamentalmente por menores compras físicas, equivalente a -1.445 GWh.
- > *Menores gasto de transporte por US\$ 27 millones*, explicado principalmente por: (i) un menor costo de regasificación y transporte de gas por US\$ 16 millones; y (ii) un menor gasto en peajes por US\$ 11 millones.
- > *Menores gastos de combustible por US\$ 12 millones*, explicado principalmente por: (i) un menor costo por operaciones de cobertura de commodities por US\$ 7 millones; y (ii) un menor consumo de gas por US\$ 7 millones. Lo anterior, fue parcialmente compensado por un mayor consumo de petróleo por US\$ 2 millones.
- Durante el 2T 2025, los Costos de Explotación ascendieron a US\$ 492 millones, lo que representa una disminución de US\$ 121 millones respecto al mismo trimestre del año anterior. Esta variación, se explica principalmente por:
  - > *Menores compras de energía por US\$ 114 millones*, que se explican fundamentalmente por menores compras físicas equivalentes a -1.056 GWh.
  - > *Menores gasto de transporte por US\$ 9 millones*, explicado por un (i) menor gasto en peajes por US\$ 6 millones y (ii) un menor costo de regasificación y de transporte de gas por US\$ 3 millones.

Los **Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado)** alcanzaron los **US\$ 33 millones** al 30 de junio de 2025, aumentando en **US\$ 6 millones** respecto al mismo periodo de 2024 y se explica principalmente por un gasto no recurrente por incentivos otorgados a trabajadores vinculados a planes de retiro anticipado por **US\$ 5 millones** y por una menor activación de mano de obra en proyectos por **US\$ 2 millones**.

Con relación al **2T de 2025**, los **Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado)** aumentaron en **US\$ 2 millones**, explicado principalmente por un gasto no recurrente por incentivos otorgados a trabajadores vinculados a planes de retiro anticipado por **US\$ 5 millones**, compensado por un menor gasto por **US\$ 2 millones** producto de una menor dotación de personal.

Los **Otros Gastos por Naturaleza** alcanzaron los **US\$ 92 millones** al 30 de junio de 2025, **aumentando en US\$ 14 millones** respecto a igual periodo de **2024**, **principalmente por un:** (i) mayor gasto de servicios de mantención y reparación por **US\$ 8 millones**, (ii) mayor gasto por servicios técnicos y de administración por **US\$ 4 millones** y (iii) un mayor costo por primas de seguros por **US\$ 2 millones**.

**En el 2T 2025, los Otros Gastos por Naturaleza ascendieron a US\$ 37 millones**, cifra que se mantiene en línea con igual trimestre de 2024.

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

El EBITDA de nuestro Segmento de Distribución y Redes alcanzó US\$ 92 millones por el periodo terminado al 30 de junio de 2025, lo que representa un aumento de US\$ 36 millones, con respecto a junio de 2024.

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

Los **Ingresos de Explotación** alcanzaron los **US\$ 872 millones** al 30 de junio de 2025, presentando una **disminución de US\$ 10 millones** respecto a los ingresos alcanzados en el mismo período de 2024. Esta variación, equivalente a un decremento de un **1,1%**, se explica principalmente por:

- **Menores ingresos por ventas de energía por US\$ 27 millones**, debido principalmente a: (i) una disminución de US\$ 15 millones, por efecto de una menor venta física (-170 GWh), fundamentalmente en el segmento de clientes residenciales, efecto que fue parcialmente compensado por un mayor precio medio de ventas en el periodo; y (ii) menores ingresos por US\$ 12 millones por el efecto en conversión de cifras, producto de la devaluación del peso chileno respecto al dólar estadounidense.
- **Mayores otras prestaciones de servicios por US\$ 5 millones**, explicado principalmente por mayores prestaciones de servicios de construcción de empalmes y alumbrado público.
- **Mayores otros ingresos de explotación por US\$ 12 millones**, explicado principalmente por un aumento de ingresos por seguros por US\$ 13 millones, compensado parcialmente por menores multas a proveedores por US\$ 1 millón.

Los **Ingresos de Explotación del 2T 2025 fueron de US\$ 439 millones**, lo que representa una disminución de US\$ 46 millones, equivalente a un 9,6%, respecto al mismo trimestre del año anterior, que se explica principalmente por:

- **Menores ingresos por venta de energía por US\$ 49 millones**, debido principalmente a: (i) una disminución de US\$ 43 millones, por efecto de una menor venta física (-187 GWh), fundamentalmente en el segmento de clientes residenciales, y menores precios medios de venta; y (ii) menores ingresos por US\$ 6 millones por el efecto en conversión de cifras, producto de la devaluación del peso chileno respecto al dólar estadounidense.
- **Mayores ingresos por otras prestaciones de servicios por US\$ 3 millones**, explicado principalmente por mayores prestaciones de servicios de construcción de empalmes y alumbrado público.
- **Menores Otras ventas por US\$ 1 millón**, explicado fundamentalmente por menores prestaciones por negocios no regulados como traslado de redes y empalmes.
- Los **Costos de Explotación** al 30 de junio de 2025, ascendieron a **US\$ 719 millones**, lo que representa una **disminución de US\$ 49 millones** respecto a junio de 2024, equivalente a un **6,4%** de descenso, que se explica por:
  - > **Menores costos por compras de energía por US\$ 37 millones**, debido principalmente a (i) una disminución de US\$ 28 millones, por efecto de menor volumen de compras físicas (-192 GWh), efecto que fue parcialmente compensado por un mayor precio medio de compra; y (ii) US\$ 9

millones por el efecto en conversión de cifras producto de la devaluación del peso chileno respecto al dólar estadounidense.

- > *Menores gastos de transporte por US\$ 9 millones*, explicados principalmente por menores costos por concepto de peajes de transmisión zonal.
- > *Menores otros aprovisionamientos variables y servicios por US\$ 3 millones*, explicados principalmente por una disminución en el reconocimiento de multas SEC y SERNAC.

Durante el **2T de 2025**, los Costos de Explotación ascendieron a US\$ 362 millones, disminuyendo en US\$ 57 millones respecto al 2T 2024. Esta variación se explica principalmente por:

- > *Menores costos por compra de energía por US\$ 48 millones*, debido principalmente a (i) una disminución de US\$ 43 millones, por efecto de menor volumen de compras físicas (-209 GWh) y un menor precio medio de compra; y (ii) US\$ 5 millones por el efecto en conversión de cifras producto de la devaluación del peso chileno respecto al dólar estadounidense.
- > *Menores gastos de transporte por peajes de transmisión zonal por US\$ 5 millones*, debido a menores pagos a empresas de transmisión.
- > *Menores otros costos de aprovisionamientos y servicios por US\$ 4 millones*, explicado principalmente por un menor reconocimiento de multas SEC y SERNAC por US\$ 3 millones.

**Los Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado)** alcanzaron los **US\$ 15 millones** al 30 de junio de 2025, lo que representa una **disminución de US\$ 1 millón** respecto a junio de 2024, principalmente como consecuencia de: (i) un menor gasto por US\$ 5 millones por pago de bono de negociación colectiva realizado durante el primer semestre de 2024; y (ii) un menor gasto por US\$ 1 millón asociado a bonos por desempeño. Lo anterior fue compensado parcialmente por un gasto no recurrente por US\$ 5 millones, por incentivos otorgados a trabajadores vinculados a planes de retiro anticipado.

Con relación al **2T de 2025**, los **Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado)** aumentaron en US\$ 3 millones, explicado por un gasto no recurrente por US\$ 5 millones, por incentivos otorgados a trabajadores vinculados a planes de retiro anticipado, efecto que fue compensado parcialmente por una mayor activación de gastos de personal a proyectos de inversión por US\$ 1 millón.

**Los Otros Gastos por Naturaleza** alcanzaron los **US\$ 46 millones** al 30 de junio de 2025, lo que representa un **aumento de US\$ 5 millones** comparado con el primer semestre de 2024, que se explica principalmente por lo siguiente: (i) mayores gastos medioambientales por US\$ 3 millones, ii) mayores costos de compras de materiales por US\$ 1 millón; y iii) un aumento en gastos de arrendamientos por US\$ 1 millón.

Con relación al **2T de 2025**, los **Otros Gastos por Naturaleza aumentaron en US\$ 1 millón**, explicado por: (i) mayores gastos medioambientales por US\$ 2 millones, y (ii) mayores costos por compras de materiales por US\$ 2 millones. Lo anterior fue parcialmente compensado por menores costos por operación y mantenimiento por US\$ 3 millones.

## 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 2025 y 2024:

SEGMENTO DE NEGOCIO (en millones de US\$)	Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		
	jun-25		EBIT	2T2025		EBIT
	EBITDA	Depreciación, 'Amortización y Deterioro'	EBIT	EBITDA	Depreciación, 'Amortización y Deterioro'	EBIT
Segmento Generación	576	(170)	406	260	(102)	159
Segmento Distribución y Redes	92	(47)	45	42	(24)	19
Ajustes de consolidación y otras actividades	(10)	(5)	(15)	(9)	(2)	(1)
<b>Total Consolidados ENEL CHILE</b>	<b>659</b>	<b>(222)</b>	<b>437</b>	<b>293</b>	<b>(128)</b>	<b>166</b>
	jun-24			2T2024		
	EBITDA	Depreciación, 'Amortización y Deterioro'	EBIT	EBITDA	Depreciación, 'Amortización y Deterioro'	EBIT
Segmento Generación	571	(124)	447	282	(65)	217
Segmento Distribución y Redes	57	(40)	17	36	(21)	15
Ajustes de consolidación y otras actividades	(31)	(2)	(33)	(14)	(1)	(15)
<b>Total Consolidados ENEL CHILE</b>	<b>597</b>	<b>(166)</b>	<b>431</b>	<b>304</b>	<b>(87)</b>	<b>217</b>

La **depreciación, amortización y deterioro** ascendió a **US\$ 222 millones**, por el periodo terminado al 30 de junio de 2025, **aumentando en US\$ 56 millones** respecto a junio de 2024. Esta variación se explica por:

- > **Mayorgasto por depreciación y amortización por US\$ 17 millones**, explicado principalmente por la entrada en operación de nuevas centrales de energías renovables con posterioridad al cierre del primer semestre de 2024.
- > **Mayorpérdida por deterioro de Propiedades Plantas y Equipos por US\$ 29 millones**, asociada al proyecto de extensión Las Salinas, para ajustar el valor contable capitalizado a su valor contable.
- > **Mayorpérdida por deterioro de cuentas por cobrar por US\$ 6 millones**, que provienen principalmente del **Segmento de Distribución y Redes**, debido fundamentalmente a una mayor pérdida crediticia esperada asociada a los clientes residenciales.

## RESULTADO NO OPERACIONAL

El siguiente cuadro presenta los resultados no operacionales consolidados de Enel Chile, en términos acumulados al 30 de junio de 2025 y 2024:

RESULTADOS NO OPERACIONALES (en miles de US\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	jun-25	jun-24	Variación	%	2T2025	2T2024	Variación	%
Ingresos Financieros	28	56	(28)	(49,9%)	13	21	(8)	(86,5%)
Gastos Financieros	(130)	(127)	(3)	2,4%	(73)	(69)	(4)	25,4%
Diferencias de Cambio	7	(2)	9	527,9%	(2)	(22)	20	92,3%
Resultados por Unidades de Reajuste	11	21	(10)	(48,1%)	3	5	(2)	(25,2%)
<b>Total Resultado Financiero</b>	<b>(84)</b>	<b>52</b>	<b>(32)</b>	<b>62,7%</b>	<b>58</b>	<b>65</b>	<b>(7)</b>	<b>6,3%</b>
Sociedades controladas por el método de la participación	7	3	4	155,0%	4	2	1	69,9%
<b>Total Otros Resultados Distintos de la Operación</b>	<b>7</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>155,0%</b>	<b>4</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>69,9%</b>
<b>Resultado Antes de Impuesto</b>	<b>360</b>	<b>382</b>	<b>(22)</b>	<b>5,8%</b>	<b>111</b>	<b>164</b>	<b>(53)</b>	<b>62,4%</b>
Impuesto sobre Sociedades	(83)	(80)	(3)	3,4%	(80)	(42)	12	28,0%
<b>Resultado del Período</b>	<b>267</b>	<b>292</b>	<b>(25)</b>	<b>8,6%</b>	<b>81</b>	<b>122</b>	<b>(41)</b>	<b>63,9%</b>
<b>Attribuido a los propietarios de la controladora</b>	<b>246</b>	<b>267</b>	<b>(21)</b>	<b>7,8%</b>	<b>71</b>	<b>110</b>	<b>(39)</b>	<b>65,3%</b>
<b>Attribuido a participaciones no controladoras</b>	<b>22</b>	<b>25</b>	<b>(3)</b>	<b>(12,0%)</b>	<b>10</b>	<b>12</b>	<b>(2)</b>	<b>(17,5%)</b>

## Resultado Financiero:

**El resultado financiero consolidado de Enel Chile registró una pérdida de US\$ 84 millones al 30 de junio de 2025**, lo que representa una variación negativa de **US\$ 32 millones** con respecto al gasto de **US\$ 52 millones** obtenido durante el periodo 2024. Respecto al **2T 2025**, el resultado financiero registró un **gasto de US\$ 58 millones**, un 6,3% superior al gasto alcanzado en el **2T 2024**.

Las variables que explican este resultado se describen a continuación:

**Menores ingresos financieros por US\$ 28 millones**, explicados principalmente por: (i) menores intereses generados por cuentas por cobrar a compañías de Distribución Eléctrica por US\$ 16 millones, producto de postergaciones en la fecha de emisión de los correspondientes decretos tarifarios; (ii) menores ingresos por inversiones temporales en instrumentos de renta fija por US\$ 7 millones; (iii) menores ingresos financieros producto de intereses que genera la aplicación de la Ley N°21.185 de estabilización tarifaria por US\$ 2 millones; y (iv) menores ingresos financieros por convenios con clientes por US\$ 1 millón.

**Durante el 2T de 2025**, los ingresos financieros disminuyeron en US\$ 8 millones respecto a igual trimestre del periodo anterior, explicados principalmente por menores ingresos por inversiones temporales en instrumentos de renta fija por US\$ 2 millones y por menores ingresos financieros producto de intereses que genera la aplicación de la Ley N°21.185 de estabilización tarifaria por US\$ 6 millones.

**Mayores gastos financieros por US\$ 3 millones**, principalmente explicados por: (i) menores capitalizaciones de intereses por US\$ 42 millones, principalmente en el Segmento de Generación, producto de la entrada en operación de la central Los Cóndores durante el primer trimestre de 2025 y por mayores gastos financieros por operaciones de venta y cesión de derechos de cobro de cuentas comerciales por cobrar por US\$ 8 millones.

Lo anterior, fue parcialmente compensado por: (i) menores gastos financieros por US\$ 11 millones, vinculado a pérdidas en ventas de cuentas por cobrar por arrendamientos financieros, registradas durante el primer trimestre de 2024 y relacionadas con proyectos de movilidad eléctrica; (ii) menores gastos financieros por US\$ 7 millones, producto de menor deuda financiera promedio vigente durante el primer semestre de 2025 respecto a igual periodo de 2024, principalmente por el pago de un bono efectuados por Enel Generación Chile, en abril de 2024, por US\$ 400 millones; (iii) menores gastos financieros con empresas relacionadas por US\$ 15 millones, asociado a una menor deuda con Enel Finance International (EFI) y (iv) menores costos financieros por acuerdos de optimización de calendario de pago con proveedores por US\$ 13 millones.

**Durante el 2T de 2025,** los gastos financieros aumentaron en US\$ 15 millones respecto a igual trimestre del periodo anterior, principalmente explicados por: (i) menores capitalizaciones de intereses por US\$ 28 millones, principalmente en el Segmento de Generación, producto de la entrada en operación de la central Los Cóndores durante el primer trimestre de 2025; y (ii) por mayores gastos financieros por operaciones de venta y cesión de derechos de cobro de cuentas comerciales por cobrar por US\$ 7 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por: (i) menores gastos financieros con empresas relacionadas por US\$ 12 millones, asociado a una menor deuda con Enel Finance International (EFI) y (ii) menores costos financieros por acuerdos de optimización de calendario de pago con proveedores por US\$ 6 millones.

**Mayor utilidad por diferencias de cambio por US\$ 9 millones,** principalmente originada por: (i) menores diferencias de cambio negativas sobre deuda financiera e instrumentos derivados por US\$ 51 millones; y (ii) menores diferencias de cambio negativas en cuentas por pagar comerciales y cuentas por pagar a entidades relacionadas por US\$ 174 millones, ambos efectos principalmente como consecuencia del cambio de moneda funcional de Enel Chile y Enel Generación Chile. Lo anterior, fue parcialmente compensado por menores utilidades por diferencias de cambio provenientes por cuentas cobrar a entidades relacionadas US\$ 112 millones, y menores diferencias de cambio positivas originadas por cuentas cobrar comerciales por US\$ 105 millones, efectos que también se explican como consecuencia del cambio de moneda funcional de Enel Chile y Enel Generación Chile.

**Durante el 2T de 2025,** el resultado por diferencia de cambio tuvo una menor perdida por diferencia de cambio por US\$ 20 millones respecto a igual trimestre del periodo anterior, explicada principalmente por mayores utilidades por diferencias de cambio provenientes por cuentas cobrar a entidades relacionadas por US\$ 145 millones. Lo anterior, fue parcialmente compensado por (i) menores diferencias de cambios positivas sobre deuda financiera e instrumentos derivados por US\$ 70 millones; y (ii) por mayores diferencias de cambio negativas en cuentas por pagar comerciales y cuentas por pagar a entidades relacionadas por US\$ 55 millones.

**Mayor pérdida por unidades de reajuste por US\$ 10 millones,** principalmente explicada por: (i) menor utilidad por reajuste de cuentas por cobrar de naturaleza comercial por US\$ 12 millones y menor utilidad por reajuste de activos financieros por US\$ 4 millones. Lo anterior fue compensado parcialmente por mayores utilidades por reajuste de otros activos no financieros por US\$ 7 millones.

**Durante el 2T de 2025,** el resultado por unidades de reajustes tuvo una menor utilidad de US\$ 1 millón respecto a igual trimestre del periodo anterior, explicados principalmente por una menor utilidad por

reajuste de cuentas por cobrar de naturaleza comercial por US\$ 5 millones. Lo anterior fue compensado parcialmente por un menor efecto negativo por US\$ 4 millones debido a la aplicación de la NIC 29 "Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias" sobre la sucursal que posee Enel Generación Chile en Argentina.

### Impuesto a las ganancias sobre Sociedades:

El Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades alcanzó una pérdida de US\$ 93 millones por el período terminado al 30 de junio de 2025, lo que representa un mayor gasto de **US\$ 3 millones** respecto al mismo período del año anterior. Esta variación se explica principalmente por un mayor gasto por impuesto por US\$ 11 millones, producto de la eliminación de la corrección monetaria en Enel Chile, Enel Generación Chile y Pehuenche, debido al cambio de moneda contable para efectos tributarios de dichas sociedades, desde pesos chilenos a dólares de los Estados Unidos de América, a contar de 2025. Lo anterior, se compensa parcialmente por un menor gasto por impuesto de US\$ 8 millones por menores utilidades de la Compañía.

Respecto al **2T 2025** el Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades alcanzó un gasto de **US\$ 30 millones**, lo que representa un menor gasto de US\$ 12 millones respecto a igual trimestre del año anterior. Esta variación se explica principalmente por un menor gasto por impuesto por US\$ 20 millones por menores utilidades de la Compañía. Lo anterior fue compensado parcialmente con un mayor gasto por impuesto por US\$ 8 millones, por la eliminación de la corrección monetaria en Enel Chile, Enel Generación Chile y Empresa Eléctrica Pehuenche, explicada anteriormente.

### Evolución de los principales indicadores financieros

INDICADOR FINANCIERO		UNIDAD	jun-25	dic-24	jun-24	Var %
<b>Liquidez</b>	Líquidez Corriente (1)	Veces	1,02	1,00	-	2,8%
	Razón Ácida (2)	Veces	0,98	0,95	-	3,3%
	Capital de Trabajo	US\$ Mn	48	(9)	-	n.a
<b>Endeudamiento</b>	Razón de endeudamiento (3)	Veces	1,33	1,39	-	(4,3%)
	Deuda Corto Plazo (4)	%	28,0%	30,3%	-	(7,8%)
	Deuda Largo Plazo (5)	%	72,0%	69,7%	-	3,4%
<b>Rentabilidad</b>	Cobertura Costos Financieros (6)	Veces	5,88	5,54	-	6,1%
	Resultado explotación/Ingreso explotación	%	19,2%	17,5%	-	9,4%
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE) (7)	%	2,7%	17,5%	-	(84,78%)
Rentabilidad del Activo anualizada (ROA) (8)		%	1,4%	6,8%	-	(80,0%)

(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 ejercicio 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 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 2025 alcanzó 1,02 veces, presentando una variación positiva de un 2,8% con respecto al 31 de diciembre de 2024.
- > **El capital de trabajo** al 30 de junio de 2025 tuvo un valor positivo de US\$ 48 millones, lo que representa una variación positiva de US\$ 57 millones respecto al capital de trabajo negativo obtenido al 31 de diciembre de 2024. Esta variación se explica principalmente por una disminución de las cuentas por pagar de naturaleza comercial.
- > **La razón de endeudamiento** fue de 1,33 veces, lo cual representa el grado de compromiso del patrimonio de Enel Chile para el período 2025, versus el 1,39 veces al 31 de diciembre de 2024. Esta mejora se debe en gran medida por la disminución de las cuentas por pagar de naturaleza comercial y al aumento del patrimonio de la compañía, principalmente explicado por el resultado del periodo 2025.
- > **La cobertura de costos financieros para el período terminado al 30 de junio de 2025** fue de 5,88 veces, lo que indica la capacidad de cubrir los gastos financieros con el EBITDA. Este índice presentó un aumento de 6,1% explicado principalmente por un mejor EBITDA en 2025 respecto del 2024.
- > **El índice de rentabilidad** registró un porcentaje de 19,2% al 30 de junio de 2025, comparado con el porcentaje de 17,5% obtenido en el mismo período de 2024.
- > **La rentabilidad del patrimonio** fue de 2,7% al 30 de junio de 2025, lo que representa una disminución de 14,8 p.p. respecto al 17,5% obtenido al 30 de junio de 2024. Aislando los efectos extraordinarios reconocidos en los períodos móviles comparados, donde destaca la pérdida por US\$ 657 millones, antes de impuestos y participaciones minoritarias, registrada al cierre de 2024 y explicada por la discontinuación de coberturas contables asociadas a ingresos directamente vinculados a la evolución del US dólar de Enel Generación Chile, el índice de rentabilidad del patrimonio habría disminuido en un 5,2% (12,3% al 30 de junio de 2025 y 17,5% al 30 de junio de 2024).
- > **La rentabilidad de los activos** fue de 1,4% al 30 de junio de 2025, lo que representa una disminución de 80 p.p. respecto al 6,8% registrado en 2024. Aislando los efectos extraordinarios reconocidos en los períodos móviles comparados, el índice de rentabilidad de los activos habría disminuido en un 1,7% (5,1% al 30 de junio de 2025 y 6,8% al 30 de junio de 2024).

## 2. ÁNALISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Los **Activos Totales** de la Compañía **disminuyeron** en **US\$ 220 millones** al 30 de junio de 2025, comparado con el total de activos al 31 de diciembre 2024.

ACTIVOS (en miles de US\$)	jun-25	dic-24	Variación	Var%
Activos Corrientes	2 051	2 242	(191)	(8,5%)
Activos No Corrientes	10 494	10 523	(29)	(0,3%)
<b>Total Activos</b>	<b>12 545</b>	<b>12 765</b>	<b>(220)</b>	<b>(1,7%)</b>

Los **Activos Corrientes** presentaron una **disminución de US\$ 191 millones** al 30 de junio de 2025 y las variaciones de los principales rubros se resumen como sigue:

- **Disminución de Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes por US\$ 94 millones**, debido fundamentalmente a menores cuentas por cobrar comerciales por US\$ 90 millones, variación que se explica fundamentalmente por los siguientes factores: (i) un aumento de US\$ 139 millones generados en el período como consecuencia de la aplicación de las Leyes que establecen mecanismos de estabilización de tarifas a clientes regulados; y, (ii) una disminución de US\$ 49 millones por conversión al dólar de las cuentas por cobrar en pesos chilenos provenientes de Enel Distribución Chile; y (iii) mayores cuentas por cobrar por seguros por US\$ 11 millones.
- **Disminución del Efectivo y equivalentes al efectivo por US\$ 65 millones**, explicado principalmente por: i) mayores pagos a proveedores por US\$ 2.479 millones; (ii) pagos de dividendos por US\$ 405 millones; (iii) pago de impuesto a las ganancias por US\$ 186 millones; (vi) compras de propiedades, planta y equipo por US\$ 138 millones; (v) otros pagos por actividades de operación por US\$ 94 millones, fundamentalmente por pago de IVA y otros impuestos; (vi) pago a los empleados por US\$ 75 millones; (vii) pagos de intereses por US\$ 71 millones, (viii) pago de préstamos bonos por US\$ 23 millones; (ix) pagos de pasivos por arrendamientos por US\$ 13 millones; (x) otras salidas de efectivo por US\$ 4 millones y (xi) compras de activos intangibles por US\$ 1 millón. Todo lo anterior, parcialmente compensado por: (i) recaudación de clientes por US\$ 3.396 millones; (ii) préstamos bancarios por US\$ 100 millones, (iii) intereses recibidos por US\$ 6 millones; y (iv) Cobros derivados de arrendamiento y posterior venta de esos activos por US\$ 10 millones. Además, por el período se generó un efecto positivo de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo por US\$ 6 millones.
- **Disminución de Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes, por US\$ 12 millones**, explicado principalmente por menores cuentas por cobrar a GNL Chile S.A. por US\$ 19 millones correspondiente a anticipos por compra de gas. Lo anterior fue compensado parcialmente por: (i) una mayor cuenta por cobrar por concepto de operaciones de derivados de commodities a Enel Global Trading S.p.A por US\$ 3 millones, (ii) una mayor cuenta por cobrar a Enel Américas

por US\$ 2 millones, por contratos de servicios; y (iii) mayores cuentas por cobrar Enel Green Power SpA por US\$ 2 millones, por servicios de ingeniería.

- **Disminución de Otros activos no financieros corrientes por US\$ 41 millones**, explicado principalmente por: (i) un menor IVA crédito fiscal por **US\$ 32 millones** y (ii) un menor saldo de gastos pagados por anticipado **por US\$ 8 millones**.

Lo anterior parcialmente compensado por:

- **Aumento de Inventarios, por US\$ 29 millones**, explicado principalmente por un mayor stock de gas por US\$ 24 millones y repuestos por US\$ 7 millones.

Los **Activos No Corrientes** **disminuyeron** en **US\$ 29 millones** respecto del saldo al 31 de diciembre de 2024.

Las variaciones de los principales rubros se describen como sigue:

- **Disminución de Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes por US\$ 90 millones**, que explican principalmente por traspasos desde el largo plazo al corto plazo por US\$ 61 millones de saldos vinculados a las Leyes de estabilización de precios a clientes regulados, registrados en Enel Distribución Chile.
- **Disminución de Otros activos no financieros no corrientes por US\$ 41 millones**, correspondiente a un menor IVA crédito fiscal.

Lo anterior parcialmente compensado por:

- **Aumento de Propiedades, planta y equipos por US\$ 41 millones**, explicado fundamentalmente por: (i) adiciones de plantas y equipo por US\$ 153 millones, (ii) incremento por diferencias de conversión por US\$ 67 millones, y (iii) Pérdidas por deterioro de valor por US\$ 29 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por: depreciación del ejercicio por US\$ 148 millones.
- **Aumento de Activos por derechos de uso por US\$ 32 millones**, explicado principalmente por: (i) Nuevos contratos de activos por derecho de uso por US\$ 21 millones; y (ii) un incremento por diferencias de conversión por US\$ 23 millones. Lo anterior, compensado por la depreciación del ejercicio por US\$ 12 millones.
- **Aumento de Otros activos financieros no corrientes por US\$ 11 millones**, correspondiente mayores activos asociados a instrumentos derivados de cobertura.
- **Aumento en Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación por US\$ 6 millones**, correspondiente a la utilidad del periodo reconocida en nuestra asociada GNL Chile S.A.

Los **Pasivos Totales** de la Compañía, incluido el Patrimonio, alcanzaron los **US\$ 12.545 millones** al 30 de junio de 2025, presentando una disminución de un 1,7% comparado con el total de pasivos y patrimonio al 31 de diciembre de 2024.

PASIVOS Y PATRIMONIO (en miles de US\$)	jun-25	dic-24	Variación	Var%
Pasivos Corrientes	2.003	2.251	(249)	(11,0%)
Pasivos No corrientes	5.153	5.168	(15)	0,3%
Patrimonio Total	5.389	5.345	43	0,8%
Atribuible a los propietarios de la controladora	5.023	4.976	47	1,0%
Participaciones no controladoras	365	369	(4)	(1,0%)
<b>Total Patrimonio y Pasivos</b>	<b>12.545</b>	<b>12.765</b>	<b>(220)</b>	<b>(1,7%)</b>

Los **Pasivos Corrientes** presentaron una **disminución de US\$ 249 millones** al 30 de junio de 2025. A continuación, se explican las variaciones de los principales rubros que lo conforman:

- **Disminución de Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes por US\$ 193 millones**, explicado principalmente por menores cuentas por pagar por: (i) compra de energía y combustibles por US\$ 42 millones; (ii) menores compras de bienes y servicios por US\$ 118 millones; y (ii) menor pago de dividendos por US\$ 35 millones.
- **Disminución de Pasivos por impuestos corrientes por US\$ 105 millones**, originados principalmente por menores provisiones de impuesto renta en Enel Generación Chile.
- **Disminución de Otros pasivos no financieros corrientes por US\$ 5 millones**, explicado principalmente por un menor IVA débito fiscal y otros impuestos por US\$ 8 millones, compensado por Ingresos diferidos por otros servicios por US\$ 3 millones.

Lo anterior parcialmente compensado por:

- **Aumento de Otros pasivos financieros corrientes por US\$ 50 millones**, explicado principalmente por: (i) mayores gastos financieros de préstamos y de bonos por US\$ 67 millones; y (iii) aumento de Instrumentos derivados de cobertura de flujos de caja por US\$ 55 millones. Lo anterior fue compensado parcialmente por pago de intereses de préstamos bancarios y bonos por US\$ 78 millones.
- **Aumento de Otros pasivos por arrendamientos corrientes por US\$ 5 millones**, explicado principalmente por nuevos arrendamientos de terrenos para el desarrollo de proyectos de generación de energías renovables, asociados al Grupo EGP Chile.

Los **Pasivos No Corrientes** **disminuyeron** en **US\$ 15 millones** al 30 junio de 2025, y se explica principalmente por lo siguiente:

- **Disminución de Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes por US\$ 78 millones**, explicado principalmente por traspasos al corto plazo de préstamo por US\$80,5 millones de EFI.

- Disminución de Otras cuentas por pagar no corrientes por US\$ 39 millones, explicado principalmente por menores cuentas por pagar por compras de energía.
- Disminución de Otros pasivos no financieros no corrientes por US\$ 10 millones, explicado por menores ingresos diferidos por ventas de energía.
- Lo anterior parcialmente compensado por:
- Aumento de Otros pasivos financieros no corrientes por US\$ 84 millones, explicado principalmente por un préstamo bancario con la Corporación Andina de Fomento (CAF) por US\$ 100 millones, un incremento de la deuda por efecto de tipo de cambio por US\$ 15 millones, y mayores diferencias de conversión de moneda extranjera de US\$ 6 millones. Lo anterior compensado por un traspaso a otros pasivos financieros corrientes por US\$ 35 millones.
- Aumento de pasivos por arrendamientos no corrientes por US\$ 37 millones, explicado principalmente por nuevos arrendamientos de terrenos para el desarrollo de proyectos de generación de energías renovables, asociados al Grupo EGP Chile.

El Patrimonio Total ascendió a **US\$ 5.389 millones** al 30 de junio de 2025, presentando un **aumento de US\$ 43 millones** respecto al 31 de diciembre de 2024, y se explica principalmente por lo siguiente:

- El Patrimonio Atribuible a los Propietarios de Enel Chile fue de US\$ 5.023 millones, y se desglosa como sigue: Capital emitido por US\$ 3.896 millones, Utilidades acumuladas por US\$ 2.881 millones y Otras reservas negativas por US\$ 1.753 millones.
  - > Las Utilidades acumuladas, presentan una variación negativa de **US\$ 1 millón**, que se explica por la utilidad del ejercicio por US\$ 245 millones menos la distribución de dividendos por US\$ 246 millones.
  - > Las Otras reservas presentan una variación positiva de **US\$ 48 millones**, que se explican fundamentalmente por mayores reservas de conversión por US\$ 51 millones, compensado parcialmente por menores reservas de cobertura de flujo de caja por US\$ 4 millones.
  - > El Patrimonio Atribuible a las Participaciones No Controladoras fue de **US\$ 365 millones**, presentando una disminución de US\$ 4 millones respecto del saldo al 31 de diciembre de 2024, explicado principalmente por la utilidad del ejercicio por US\$ 22 millones menos la distribución de dividendos por US\$ 26 millones.

### 3. PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO

El Grupo Enel Chile generó un flujo de efectivo neto negativo de US\$ 59 millones por el período terminado al 30 de junio de 2025, lo que representa una mejora por US\$ 249 millones en el flujo neto con respecto al mismo periodo del año 2024. Las principales variables que explican este mayor flujo neto positivo del período se describen a continuación:

FLUJOS DE EFECTIVO (en miles de US\$)	jun-25	jun-24	Variación	Var%
Flujo de Operación	510	307	203	66,6%
Flujo de Inversión	(132)	(153)	320	(70,7%)
Flujo de Financiamiento	(137)	(161)	(275)	170,5%
<b>Flujo neto del período</b>	<b>59)</b>	<b>(808)</b>	<b>249</b>	<b>(81,0%)</b>

Las **actividades de operación** generaron un flujo de efectivo neto positivo de US\$ 510 millones por el periodo terminado al 30 de junio de 2025. Estos flujos están compuestos principalmente por: (i) entradas de efectivo procedentes ventas de bienes y servicios por US\$ 3.396 millones; (ii) cobros derivados de arrendamiento y posterior venta de esos activos por US\$ 9 millones; y (iii) otros cobros por actividades de operación por US\$ 2 millones. Estos ingresos de caja fueron parcialmente compensados por: (i) pago a proveedores por US\$ 2.537 millones; (ii) pago de impuesto a las ganancias por US\$ 186 millones; (iii) pago a empleados por US\$ 75 millones; (iv) otros pagos por actividades de operación por US\$ 94 millones, fundamentalmente por pago de IVA y otros impuestos; y (v) otros cobros por actividades de operación por US\$ 4 millones.

La variación positiva en el flujo de operación por US\$ 203 millones respecto a junio de 2024, se explica fundamentalmente por mayores cobros procedentes ventas de bienes y servicios por US\$ 528 millones. Lo anterior, fue parcialmente compensado por: (i) mayores pagos a proveedores por US\$ 268 millones; y (ii) un mayor pago de impuesto a las ganancias por US\$ 49 millones.

Las **actividades de inversión** generaron un flujo de efectivo neto negativo de US\$ 132 millones por el período terminado al 30 de junio de 2025. Estos flujos de efectivo están compuestos principalmente por: (i) desembolsos realizados por compras de propiedades, plantas y equipos por US\$ 138 millones; y (ii) desembolsos por compra de activos intangibles por US\$ 1 millón. Lo anterior, fue parcialmente compensado por: (i) intereses recibidos por US\$ 6 millones; y (ii) dividendos recibidos por US\$ 1 millón.

La **variación positiva** en el **flujo de inversión** por US\$ 320 millones respecto a junio de 2024, se explica fundamentalmente por: (i) menores desembolsos por compra de propiedades, planta y equipo por US\$ 306 millones; (ii) menores compras de activos intangibles por US\$ 21 millones; y (iii) menores pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera por US\$ 4 millones. Lo anterior fue parcialmente compensado por: (i) menores cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera por US\$ 8 millones; y (ii) menores intereses recibidos por US\$ 7 millones.

**Las actividades de financiación generaron un flujo de efectivo neto negativo de US\$ 437 millones**, por el período terminado al 30 de junio de 2025. Estos flujos están compuestos fundamentalmente por salidas de efectivo por: (i) pago de dividendos por US\$ 347 millones; (ii) pago de intereses por US\$ 71 millones; (iii) pagos de préstamos a entidades relacionadas por US\$ 81 millones; (iv) pagos de préstamos por US\$ 23 millones; y (v) pagos de pasivos por arrendamientos por US\$ 13 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por entradas de efectivo por un préstamo otorgado por la Corporación Andina de Fomento (CAF) por US\$ 100 millones.

La variación negativa por US\$ 275 millones en el flujo de financiamiento respecto a junio de 2024, se explica fundamentalmente por: (i) mayores préstamos otorgados a entidades relacionadas por US\$ 1.111 millones; (ii) menores entradas de efectivo por préstamo US\$ 229 millones; y (iii) mayores pagos de dividendos por US\$ 14 millones. Lo anterior parcialmente compensado por: (i) menores pagos de préstamos por US\$ 559 millones; (ii) menores pagos de préstamos a entidades relacionadas por US\$ 454 millones; (iii) menores pagos de intereses por US\$ 26 millones; y (iv) menores otras entradas (salidas) de efectivo por US\$ 15 millones.

Información Propiedades, Planta y Equipos (en miles de US\$)					
SEGMENTO DE NEGOCIO	Desembolsos por incorporación de Propiedad, Planta y Equipos		Depreciación		
	jun-25	jun-24	jun-25	jun-24	
Segmento Generación	94	400	35	124	
Segmento Distribución y Redes	41	37	105	27	
Otras actividades de negocio	3	7	34	3	
<b>Total Consolidado Grupo ENEL CHILE</b>	<b>138</b>	<b>444</b>	<b>174</b>	<b>154</b>	

## 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.

### **22.1. 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:

	<b>30.06.2025</b>	<b>31.12.2024</b>	<b>01.01.2024</b>
Tasa de interés fija	86%	89%	88%

Esta 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.

## 22.2. Riesgo de tipo de cambio

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

- Flujos correspondientes a ingresos, costos y desembolsos de inversión que están denominados en monedas distintas a la moneda funcional (dólar de los Estados Unidos de América).
- Descalce contable que existe entre los activos y pasivos del Estado de Situación Financiera denominados en monedas distintas a la moneda funcional.
- Deuda contratada por sociedades del Grupo denominada en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- Pagos para 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 minimizar el riesgo de tipo de cambio, el Grupo Enel Chile busca mantener un equilibrio entre los flujos distintos a la moneda funcional en los activos y pasivos. 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 ejercicio 2024, los Directorios de Enel Chile, Enel Generación Chile y Empresa Eléctrica Pehuenche acordaron el cambio de moneda funcional de dichas Compañías, de pesos chilenos a dólares de los Estados Unidos de América, a contar del 1 de enero de 2025, debido a que la divisa estadounidense pasó a ser la moneda que influye significativamente en el entorno económico donde opera cada una de ellas (ver nota 3).

### 22.3. 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 2025 se mantenían coberturas activas a liquidarse de Brent que totalizaron 459 kbbi asociados a compras y 159 kbbi asociados a ventas. En cuanto al gas, contábamos con coberturas activas de Henry Hub por 24 Tbtu asociadas a compras. En relación con las coberturas de carbón, al 30 de junio de 2025, se registraron obligaciones de liquidación por un total de 104 kTon correspondientes a contratos de venta. Adicionalmente, se mantienen coberturas activas de TFU por 0.4 Tbtu asociadas a venta de barcos durante 2025. Al 31 de diciembre de 2024 se mantenían coberturas activas a liquidarse de Brent que totalizaron 45 kbbi asociadas a compras. En cuanto al gas, no se registraron coberturas activas a liquidarse al cierre del año 2024, ni en Henry Hub Swap ni en Henry Hub Future. En relación con las coberturas de carbón, al 31 de diciembre de 2024, se registraron obligaciones de liquidación por un total de 10,7 kTon correspondientes a contratos de venta.

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

Gracias a las estrategias de mitigación implementadas, el Grupo pudo minimizar los efectos de la volatilidad de los precios de los productos básicos en los resultados del primer semestre de 2025.

**22.4. 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. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas y derivados financieros ver notas 20, 21 y 23.

Al 30 de junio de 2025, el Grupo Enel Chile presenta una liquidez de MUS\$ 320.138 en efectivo y medios equivalentes, y MUS\$ 300.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2024, el Grupo Enel Chile presentaba una liquidez de MUS\$ 384.761 en efectivo y medios equivalentes y MUS\$ 690.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional; y al 1 de enero de 2024, el Grupo Enel Chile tenía una liquidez de MUS\$ 642.206 en efectivo y medios equivalentes y MUS\$ 540.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

**22.5. 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).

## 22.6. Medición del riesgo

### Riesgo de Tipo de Cambio

Con el objetivo de monitorear este riesgo y acotar la volatilidad del estado de resultados, el Grupo Enel Chile elabora una medición prospectiva, basada en simulación mensual de Montecarlo, sobre las fluctuaciones cambiarias del descalce de cuentas contables, en un periodo de 3 meses al 95% de confianza.

En base a la exposición estimada de la Compañía, considerando las coberturas vigentes, el impacto estimado de las fluctuaciones de cambio al próximo trimestre alcanzaría **MMUS\$ 26,2.**<sup>3</sup>

Considerando que, a contar del 1 de enero de 2025, Enel Chile y sus subsidiarias Enel Generación Chile y Empresa Eléctrica Pehuenche adoptaron como su moneda funcional el dólar estadounidense, la medición del riesgo de tipo de cambio descrita anteriormente, se ha determinado considerando tal circunstancia.

### Riesgo de Tasas de Interés

La exposición asociada a la variación de tasas de interés es medida como la sensibilidad del gasto financiero. El análisis de sensibilidad realizado sobre el gasto financiero mensual muestra que una variación de **25 puntos básicos** en la tasa de interés de referencia, **SOFR**, tendría los siguientes efectos:

- Un aumento de 25 puntos básicos incrementaría el gasto financiero mensual en **MUS\$ 52,08**.
- Una disminución de 25 puntos básicos reduciría el gasto financiero mensual en **MUS\$ 52,08**.

Dado el control efectivo de la Compañía sobre su exposición a tasas variables, este riesgo se considera acotado. Para reducir aún más esta exposición, se monitorean continuamente los escenarios de mercado, y se busca un equilibrio entre financiamiento a tasas fijas y variables.

<sup>3</sup> Este valor no considera los efectos de diferencia de cambio entre los derivados y los subyacentes de las coberturas.

## 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 línea de crédito bajo ley del Estado de Nueva York, suscrita en marzo 2024 con vencimiento en marzo de 2027, y la línea de crédito bajo ley chilena, suscrita en diciembre de 2024 con vencimiento en diciembre 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 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, 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 los préstamos bancarios bajo ley de Italia, suscritos en agosto de 2022 y julio de 2023, con vencimiento en diciembre de 2037 y diciembre de 2038, respectivamente, se podría dar lugar a su pago anticipado como resultado del no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable – de cualquier otra deuda de Enel Chile cuyo capital insoluto individual exceda el equivalente de US\$150 millones y cuyo monto en mora también exceda el equivalente de US\$150 millones. Además, estos préstamos contienen disposiciones según las cuales 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 las cuales 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 2025).

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.



## ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS  
GRUPO ENEL CHILE  
AL 30 DE JUNIO DE 2025

En resumen, los activos se presentan valorizados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera, cuyos criterios se encuentran expuestos en las Notas N° 2, 3 y 4 de los Estados Financieros Consolidados de Enel Chile al 30 de junio de 2025.