



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DE ENEL CHILE

AL 31 DE DICIEMBRE 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\$ 538 millones a diciembre de 2025, equivalente a un incremento de US\$ 384 millones respecto al año anterior, debido principalmente al efecto extraordinario registrado a fines de 2024 relacionado con la discontinuación de coberturas contables asociadas a ingresos directamente vinculados a la evolución del dólar de los Estados Unidos de América, producto del cambio de moneda funcional en su subsidiaria Enel Generación Chile a partir de enero de 2025. A nivel trimestral, el resultado neto registró una utilidad de US\$ 186 millones durante el 4T 2025, lo que se compara favorablemente con el valor negativo de US\$ 292 millones registrado en el 4T 2024, producto del cambio de moneda funcional antes mencionado.
- Al aislar el efecto extraordinario asociado al cambio de moneda funcional de Enel Generación Chile, anunciado en el 4T 2024, el beneficio neto de la Compañía disminuyó un 13,6% a diciembre de 2025 respecto a la utilidad neta ajustada de US\$ 622 millones del año 2024. Al aplicar el mismo criterio a los resultados trimestrales, el beneficio neto aumentó un 5,6% en el 4T 2025 respecto a la utilidad neta ajustada de US\$ 176 millones del 4T 2024.
- Los ingresos operacionales alcanzaron un total de US\$ 4.663 millones a diciembre de 2025, con un 10,4% de crecimiento respecto a diciembre de 2024, producto fundamentalmente de mayores ingresos por ventas de energía asociados al efecto extraordinario por el cambio de moneda funcional y una mayor comercialización de gas, principalmente en el Segmento de Generación. Durante el 4T 2025, los ingresos operacionales se incrementaron un 163,0% respecto al 4T 2024, al totalizar US\$ 1.183 millones, debido básicamente a la discontinuación de coberturas contables producto del cambio de moneda funcional antes señalado.
- Los costos de aprovisionamientos y servicios registraron un valor de US\$ 2.780 millones a diciembre de 2025, equivalente a una reducción de 9,7% respecto a diciembre de 2024, explicada en gran medida por menores costos por compras de energía y gastos de transporte, fundamentalmente en el Segmento de Generación. Durante el 4T 2025, los costos de aprovisionamientos y servicios crecieron un 5,2% con relación al 4T 2024 al alcanzar un total de US\$ 622 millones, producto principalmente de mayores costos por compras de energía en los Segmentos de Generación y de Distribución y Redes.



ANÁLISIS RAZONADO

**ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
GRUPO ENEL CHILE**

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025

- Como consecuencia de los factores descritos, el EBITDA de la Compañía alcanzó un valor de US\$ 1.473 millones a diciembre de 2025, equivalente a un crecimiento de 92,7% respecto a diciembre de 2024. Al aislar el efecto extraordinario asociado al cambio de moneda funcional de Enel Generación Chile, el EBITDA de Enel Chile aumentó un 3,6% respecto al EBITDA ajustado de US\$ 1.421 millones del año 2024. Durante el 4T 2025, el EBITDA registró un total de US\$ 469 millones, mostrando un aumento de US\$ 709 millones respecto al 4T 2024. Al aislar el efecto extraordinario antes señalado, el EBITDA creció un 12,4% respecto al EBITDA ajustado de US\$ 417 millones del 4T 2024.
- El resultado financiero pasó de un gasto por US\$ 164 millones a diciembre de 2024 a un gasto por US\$ 237 millones a diciembre de 2025, explicado fundamentalmente por mayores gastos financieros principalmente en Enel Generación Chile. Durante el 4T 2025, el resultado financiero registró un mayor gasto por US\$ 29 millones respecto al 4T 2024, al alcanzar un total de US\$ 80 millones, también explicados principalmente por mayores gastos financieros principalmente en Enel Generación Chile.

RESUMEN POR NEGOCIO

Generación

- La generación de energía neta disminuyó un 12,4% al totalizar 21.583 GWh a diciembre de 2025 (-3.056 GWh), debido principalmente a un menor despacho hidroeléctrico y una menor generación solar, compensados parcialmente por una mayor producción de ciclos combinados. Durante el 4T 2025, la generación neta se redujo un 22,15% (-1.338 GWh) al llegar a 4.717 GWh, reflejando en gran medida la menor hidrología del año 2025.
- Las ventas físicas de energía se redujeron un 11,1% respecto a diciembre de 2024, al alcanzar 31.975 GWh (-3.998 GWh) a diciembre de 2025, explicado fundamentalmente por menores ventas a clientes regulados debido al vencimiento de contratos a fines de 2024. Del mismo modo, durante el 4T 2025, las ventas físicas disminuyeron un 11,1% (-1.000 GWh) al totalizar 7.984 GWh, producto principalmente de menores ventas a clientes regulados y en el mercado spot.
- Los ingresos operacionales aumentaron un 11,3% al llegar a US\$ 3.283 millones a diciembre de 2025, producto fundamentalmente por el efecto negativo extraordinario de US\$ 657 millones registrado en el 4T 2024, asociado a la discontinuación de coberturas contables producto del cambio de moneda funcional de Enel Generación Chile, unido a una mayor comercialización de gas en el ejercicio 2025. Es así como a nivel trimestral, los ingresos operacionales aumentaron desde US\$ 176 millones en el 4T 2024 hasta US\$ 826 millones en el 4T 2025, reflejando en gran medida el efecto extraordinario antes señalado.
- Los costos de aprovisionamientos y servicios registraron un total de US\$ 1.736 millones a diciembre de 2025, equivalente a una reducción de 11,3%, explicada básicamente por menores costos por compras de energía y gastos de transporte. A nivel trimestral, los costos de aprovisionamientos y servicios totalizaron US\$ 363 millones durante el 4T 2025, con un alza de 8,8% respecto al 4T 2024, debido en gran medida a mayores costos por otros aprovisionamientos variables y servicios asociados a la mayor comercialización de gas, y mayores compras de energía en el mercado spot.
- Como consecuencia de los factores descritos, el EBITDA del Segmento de Generación se incrementó un 69,8% respecto a diciembre de 2024 al registrar un valor total de US\$ 1.301 millones a diciembre de 2025. A nivel trimestral, el EBITDA totalizó US\$ 408 millones en el 4T 2025, lo que se compara positivamente con el valor negativo de US\$ 217 millones registrado en el 4T 2024.

Información Física	Acumulado			Trimestral		
	dic-25	dic-24	Var %	4T2025	4T2024	Var %
Total Ventas (GWh)	31.975	35.974	(11,1%)	7.984	8.984	(11,1%)
Total Generación (GWh)	21.583	24.639	(12,4%)	4.717	6.055	(22,1%)

Distribución y Redes

- Las ventas físicas se redujeron un 1,9% respecto a diciembre de 2024 al llegar a 14.534 GWh a diciembre de 2025 (-277 GWh), principalmente en el segmento residencial. Sin embargo, durante el 4T 2025, las ventas físicas totalizaron 3.565 GWh manteniendo un nivel similar al registrado en el 4T 2024 (3.556 GWh), básicamente por una mayor venta física de energía en los segmentos comercial, industrial y de otros clientes, compensando la baja a nivel de clientes residenciales.
- El número de clientes creció un 1,3% al cierre de diciembre de 2025 al alcanzar un total de 2.190.164 usuarios finales, especialmente en el segmento residencial. Por otra parte, las pérdidas de energía pasaron de 5,8% en diciembre de 2024 a 6,6% en diciembre de 2025.
- Los ingresos operacionales crecieron un 2,6% respecto a diciembre de 2025 al totalizar US\$ 1.784 millones debido a mayores ingresos por otras prestaciones de servicios y otros ingresos, unido a mayores ventas de energía. Durante el 4T 2025, los ingresos operacionales totalizaron US\$ 447 millones, un 11,5% sobre el nivel mostrado en el 4T 2024 como resultado de mayores ingresos producto principalmente de reliquidaciones de energía de años anteriores, unido a mayores ingresos por otras prestaciones de servicios.
- Los costos de aprovisionamiento y servicios totalizaron US\$ 1.474 millones a diciembre de 2025, equivalente a una reducción de 5,2% con relación a diciembre de 2024, explicada principalmente por menores costos por compras de energía y menores otros aprovisionamientos variables y servicios. Análogamente, durante el 4T 2025, los costos de aprovisionamiento y servicios alcanzaron los US\$ 359 millones, equivalente a una disminución de 5,0% respecto al 4T 2024 debido a menores otros aprovisionamientos variables y servicios producto de multas impuestas por la SEC registradas fines de 2024 con relación a los eventos climáticos extraordinarios del invierno de ese año.
- Dado lo descrito anteriormente, el EBITDA del Segmento de Distribución y Redes alcanzó un valor de US\$ 189 millones a diciembre de 2025, lo que se compara positivamente con los US\$ 64 millones registrados a diciembre de 2024. El EBITDA presentó similar tendencia en el 4T 2025 llegando a un total de US\$ 63 millones, lo que se compara favorablemente con el valor negativo de US\$ 5 millones registrado en el 4T 2024.

Información Física	Acumulado			Trimestral		
	dic-25	dic-24	Var %	4T2025	4T2024	Var %
Total Ventas (GWh)	14.534	14.810	(1,9%)	3.565	3.556	0,3%
Clientes	2.190.164	2.162.606	1,3%	2.190.164	2.162.606	1,3%



RESUMEN FINANCIERO – ENEL CHILE

La deuda financiera bruta de la Compañía disminuyó en US\$ 90 millones con respecto a diciembre de 2024, totalizando US\$ 3.841 millones a diciembre de 2025. Esta variación se explica por los siguientes movimientos:

- La amortización de dos cuotas (junio y diciembre) de un préstamo de Enel Finance International con Enel Chile por un total de US\$ 161 millones.
- La amortización de los bonos H y M de Enel Generación Chile por US\$ 41 millones.
- Giros y prepagos de la totalidad de las líneas de crédito comprometida de Enel Chile con CAF. Durante el año, se giraron y prepagaron US\$ 190 millones.
- Un aumento de US\$ 112 millones por concepto de pasivos por arrendamiento (NIIF16).

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

- Efectivo y equivalentes al efectivo : US\$ 462 millones
- Líneas de crédito comprometidas disponibles de largo plazo : US\$ 690 millones

El costo promedio de la deuda en diciembre 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\$ 170 millones y forwards por US\$ 119 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 diciembre 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, reajutable, cedible, con fecha de vencimiento máxima a diciembre de 2032 y con garantía estatal.

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

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

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

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

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

Por otra parte, los clientes con consumo mensual de más de 350 kWh-mes pagan 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 pagan 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 adiciona el cargo MPC.

- > Con fecha 14 de octubre de 2025, la Comisión Nacional de Energía (CNE) emitió la Resolución Exenta N°633, que corresponde a la aprobación del "Informe Técnico Preliminar para la Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional, correspondiente al primer semestre de 2026", en adelante "ITP". Este documento,

entre otros aspectos, contempla una corrección de una inconsistencia metodológica de la CNE, relativa a la consideración del efecto inflacionario, al aplicar la variación del IPC y, conjuntamente, el empleo de la tasa de interés corriente para operaciones no reajustables en moneda nacional, todo ello a partir de la entrada en vigencia del Decreto Supremo N°7T, de 2024, del Ministerio de Energía, y luego, en las sucesivas fijaciones de Precios de Nudo Promedio para suministros de electricidad, a que se refiere el artículo 158° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

El plazo para realizar observaciones al referido ITP finalizó el 24 de octubre del presente.

A la fecha emisión de los presentes estados financieros consolidados, la Compañía está evaluando las potenciales implicancias que supone este potencial cambio en la metodología identificada por la CNE, a la espera del Informe Técnico Definitivo para la Fijación de Precios Nudo.

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 31 de diciembre 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 8.904 MW¹ al 31 de diciembre de 2025. Los activos de generación se encuentran diversificados, con foco en energías renovables, las cuales representan un 78%² de la potencia neta de Enel Chile. Es así como 3.666 MW corresponden a unidades de generación hidroeléctricas, 1.965 MW a centrales térmicas que operan con gas o petróleo, 2.084 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 31 de diciembre de 2025 y 2024:

Mercados en que participa	Ventas de Energía (GWh)						Participación de mercado (%)	
	Acumulado			Trimestral				
	dic-25	dic-24	Var %	4T2025	4T2024	Var %	dic-25	dic-24
Sistema Eléctrico Nacional (SEN)	31.975	35.974	(11,1%)	7.984	8.984	(11,1%)	40,2%	44,9%

¹ Incluye 34 MW de capacidad neta adicional durante el año 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.

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



Segmento de Distribución y Redes

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

Enel Distribución Chile es una de las compañías de distribución eléctrica más grande de Chile, en términos de número de clientes regulados, activos de distribución y ventas de energía. Opera en un área de concesión de 2.105 kilómetros cuadrados, 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 31 de diciembre de 2025 y 2024:

Información Física	Ventas de Energía (GWh)						Pérdidas de energía (%)	
	dic-25	dic-24	Var %	4T2025	4T2024	Var %	dic-25	dic-24
Negocio de Distribución y Redes	14.534	14.810	(1,9%)	3.565	3.556	0,3%	6,6%	5,8%

Otra Información	dic-25	dic-24	Var %
Número de Clientes	2.190.164	2.162.606	1,3%
Clientes/Empleados	4.071	3.894	4,6%



ANÁLISIS RAZONADO
ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
GRUPO ENEL CHILE
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025

El siguiente cuadro muestra los ingresos por ventas de energía por segmento de negocio y tipo de clientes, en términos acumulados y trimestrales al 31 de diciembre de 2025 y 2024:

INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA (en millones de US\$)	Total Segmentos		Estructura y Ajustes		Total General	
	dic-25	dic-24	dic-25	dic-24	dic-25	dic-24
Generación	2.840	2.625	(440)	(496)	2.400	2.129
Clientes Regulados	1.107	1.596	(435)	(436)	672	1.160
Clientes no Regulados	1.568	876	-	(60)	1.568	816
Ventas de Mercado Spot	165	153	(5)	-	160	153
Distribución y Redes	1.701	1.685	(23)	(21)	1.678	1.664
Residenciales	918	892	-	-	918	892
Comerciales	465	480	-	-	465	480
Industriales	124	129	-	-	124	129
Otros Consumidores	194	184	(23)	(21)	171	163
Eliminación intercompañías de distinta Línea de negocio	(463)	(517)	-	-	-	-
Ingresos por Ventas de Energía	4.078	3.793	(463)	(517)	4.078	3.793
Variación en millones de US\$ y %	285	7,5%	-	-	285	7,5%

INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA (en millones de US\$)	Cifras Trimestrales					
	Total Segmentos		Estructura y Ajustes		Total General	
	4T2025	4T2024	4T2025	4T2024	4T2025	4T2024
Generación	683	139	(95)	(141)	588	(2)
Clientes Regulados	300	372	(94)	(81)	206	291
Clientes no Regulados	469	(216)	-	(60)	469	(276)
Ventas de Mercado Spot	(86)	(17)	(1)	-	(87)	(17)
Distribución y Redes	421	384	(7)	(5)	414	379
Residenciales	221	194	-	-	221	194
Comerciales	117	115	-	-	117	115
Industriales	31	31	-	-	31	31
Otros Consumidores	52	44	(7)	(5)	45	39
Eliminación intercompañías de distinta Línea de negocio	(102)	(146)	-	-	-	-
Ingresos por Ventas de Energía	1.002	376	(102)	(146)	1.002	376
Variación en millones de US\$ y %	626	166,6%	-	-	626	166,6%



I. ANÁLISIS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

1. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

Al 31 de diciembre de 2025, el resultado neto atribuible a los accionistas de Enel Chile alcanzó una utilidad de US\$ 538 millones, lo que representa un incremento de US\$ 384 millones, o un 249,7% respecto al año anterior. Este aumento se explica principalmente por el efecto extraordinario negativo registrada a fines de 2024 por US\$ 657 millones, relacionada con la discontinuación de coberturas contables asociadas a ingresos directamente vinculados a la evolución del US dólar, como consecuencia del cambio de moneda funcional en su subsidiaria Enel Generación Chile a partir de enero de 2025.

En cuanto al 4T 2025, el resultado atribuible a los accionistas de Enel Chile registró una utilidad de US\$ 186 millones, lo que representa un aumento de US\$ 478 millones respecto a la pérdida de US\$ 292 millones obtenida el 4T 2024, lo cual también responde al efecto extraordinario antes indicado.

A continuación, se presenta información comparativa de cada ítem del estado de resultados, al 31 de diciembre de 2025 y 2024:

ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS (en millones de US\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	dic-25	dic-24 ⁽¹⁾	Variación	Var %	4T2025	4T2024 ⁽¹⁾	Variación	Var %
Ingresos	4.663	4.225	438	10,4%	1.183	450	734	163,0%
Ingresos ordinarios	4.510	4.138	372	9,0%	1.137	426	711	166,8%
Otros ingresos de explotación	153	87	66	75,4%	47	24	23	95,4%
Aprovisionamientos y Servicios	(2.780)	(3.079)	298	(9,7%)	(622)	(592)	(31)	5,2%
Compras de energía	(1.833)	(2.030)	197	(9,7%)	(470)	(420)	(50)	12,0%
Consumo de combustible	(377)	(355)	(22)	6,2%	(57)	(53)	(4)	7,8%
Gastos de transporte	(281)	(377)	97	(25,6%)	(44)	(70)	25	(36,3%)
Otros aprovisionamientos y servicios	(290)	(317)	27	(8,6%)	(50)	(49)	(2)	3,5%
Margen de Contribución	1.882	1.146	736	64,3%	561	(142)	703	n/a
Trabajos para el inmovilizado	42	43	(1)	(1,9%)	17	15	2	12,8%
Gastos de personal	(176)	(174)	(2)	1,1%	(42)	(44)	2	(5,4%)
Otros gastos por naturaleza	(276)	(251)	(25)	9,9%	(68)	(70)	3	(3,6%)
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	1.473	764	709	92,7%	469	(240)	709	n/a
Depreciación y amortización	(387)	(313)	(74)	23,8%	(113)	(76)	(37)	49,1%
Pérdidas por deterioro (reversiones)	(35)	(36)	1	n/a	-	(36)	36	n/a
Pérdidas por Deterioro (Reversiones) por aplicación de NIIF 9	(39)	(20)	(19)	98,0%	(11)	(4)	(7)	202,3%
Resultado de Explotación (EBIT)	1.011	395	616	155,8%	345	(356)	701	n/a
Resultado Financiero	(237)	(164)	(73)	44,2%	(80)	(51)	(29)	55,8%
Ingresos financieros	72	83	(11)	(13,5%)	32	17	15	90,6%
Gastos financieros	(330)	(246)	(84)	34,0%	(134)	(61)	(72)	118,8%
Resultados por unidades de reajuste	13	22	(9)	(39,5%)	3	(1)	4	n/a
Diferencia de cambio	8	(23)	31	n/a	19	(6)	25	n/a
Otros Resultados distintos de la Operación	21	9	12	141,3%	9	2	7	n/a
Sociedades contabilizadas por método de participación	15	9	6	67,9%	5	2	3	175,2%
Otras ganancias	6	-	6	n/a	4	-	4	n/a
Resultado Antes de Impuestos	795	239	556	232,0%	274	(406)	680	n/a
Impuesto sobre sociedades	(210)	(37)	(173)	467,6%	(73)	119	(193)	n/a
Resultado del Período	585	202	382	188,9%	201	(286)	487	n/a
Resultado atribuible a los propietarios de la controladora	538	154	384	249,7%	186	(292)	478	n/a
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	47	49	(1)	(2,9%)	15	6	8	137,4%
Utilidad por acción US\$ ⁽²⁾	0,0078	0,0022	0,0055	249,7%	0,0027	(0,0042)	0,0069	n/a

(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 ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2024 han sido convertidos a dólares de los Estados Unidos de América utilizando el tipo de cambio medio aplicable a dicho período (\$943,7 CLP/US\$). Para más información ver nota N° 3 de los estados financieros consolidados de Enel Chile al 31 de diciembre de 2025.

(2) Al 31 de diciembre 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 31 de diciembre de 2025 alcanzó US\$ 1.473 millones, lo que representa un aumento de US\$ 709 millones, equivalentes al 92,7% respecto de diciembre de 2024. Este incremento se explica principalmente por el efecto negativo extraordinario de US\$ 657 millones registrado en el 4T 2024, asociado al cambio de moneda funcional en Enel Generación Chile. Al excluir dicho efecto, el EBITDA de Enel Chile aumentó 3,6% en comparación con el EBITDA ajustado de US\$ 1.421 millones registrado en 2024.

Durante el 4T de 2025, el EBITDA totalizó US\$ 469 millones, reflejando un aumento de US\$ 709 millones respecto del mismo periodo de 2024. Al aislar el efecto extraordinario antes señalado, el EBITDA del trimestre aumentó 12,4% en relación con el EBITDA ajustado de US\$ 417 millones del cuarto trimestre de 2024.

Los ingresos de explotación, costos de explotación, gastos de personal y otros gastos por naturaleza que determinan nuestro EBITDA, desglosados por cada segmento de negocios al 31 de diciembre de 2025 y 2024, se presentan a continuación:

EBITDA POR SEGMENTO DE NEGOCIO (en millones de US\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	dic-25	dic-24	Variación	Var %	4T2025	4T2024	Variación	Var %
Ingresos de Explotación Segmento de Generación	3.283	2.950	332	11,3%	826	176	650	n/a
Ingresos de Explotación Segmento de Distribución y Redes	1.784	1.739	45	2,6%	447	401	46	11,5%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(404)	(465)	61	(13,1%)	(90)	(127)	37	(29,4%)
Total Ingresos de Explotación Consolidados	4.663	4.225	438	10,4%	1.183	450	734	163,0%
Costos de Explotación Segmento de Generación	(1.736)	(1.956)	220	(11,3%)	(363)	(333)	(29)	8,8%
Costos de Explotación Segmento de Distribución y Redes	(1.474)	(1.555)	80	(5,2%)	(359)	(377)	19	(5,0%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	430	432	(2)	(0,5%)	99	119	(20)	(17,1%)
Total Costos de Explotación Consolidados	(2.780)	(3.079)	298	(9,7%)	(622)	(592)	(31)	5,2%
Gastos de personal	(64)	(56)	(7)	13,3%	(14)	(15)	1	(4,8%)
Otros gastos por naturaleza	(183)	(173)	(10)	6,0%	(42)	(45)	3	(7,0%)
Total Segmento de Generación	(246)	(229)	(18)	7,8%	(56)	(60)	4	(6,5%)
Gastos de personal	(23)	(31)	8	(27,0%)	(3)	(7)	4	(63,2%)
Otros gastos por naturaleza	(98)	(89)	(9)	10,0%	(23)	(21)	(1)	5,4%
Total Segmento de Distribución y Redes	(121)	(121)	(1)	0,5%	(25)	(28)	3	(11,2%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(42)	(33)	(9)	28,5%	(11)	(11)	(0)	1,5%
EBITDA								
EBITDA Segmento de Generación	1.301	766	535	69,8%	408	(217)	625	n/a
EBITDA Segmento de Distribución y Redes	189	64	124	194,2%	63	(5)	68	n/a
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(16)	(66)	50	(75,4%)	(2)	(19)	17	(89,5%)
Total EBITDA Consolidado ENEL CHILE	1.473	764	709	92,7%	469	(240)	709	n/a

EBITDA Segmento de Generación:

El EBITDA de nuestro Segmento de Generación acumulado al 31 de diciembre de 2025 alcanzó los US\$ 1.301 millones, lo que representa un aumento de US\$ 535 millones, equivalente a un 69,8%, con respecto al ejercicio de 2024. En cuanto a los resultados del 4T 2025, el EBITDA de este segmento presentó un aumento de US\$ 625 millones, comparado con igual trimestre del año anterior.

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

- Los **Ingresos de Explotación** al 31 de diciembre de 2025, alcanzaron los **US\$ 3.283 millones**, lo que representa un **aumento de US\$ 332 millones**, o un **11,3%** superior al año anterior, que se explica fundamentalmente por lo siguiente:
 - > **Mayores ingresos por ventas de energía por US\$ 215 millones**, explicados principalmente por: (i) pérdidas reconocidas a fines del año 2024 por **US\$ 657 millones** producto del efecto extraordinario por la discontinuación de coberturas contables asociadas a ingresos directamente vinculados a la evolución del dólar de los Estados Unidos de América, producto del cambio de moneda funcional de Enel Generación Chile; y (ii) menores pérdidas por coberturas de tipo de cambio por **US\$ 125 millones**. Lo anterior, fue parcialmente compensado por: (i) menores ventas físicas por **US\$ 373 millones**, correspondientes a (-3.998 GWh), explicado por menores ventas físicas a clientes regulados (-3.279 GWh), menores ventas físicas en el mercado spot (-590 GWh) y menores ventas físicas a clientes libres (-129 GWh); y (ii) un efecto negativo por **US\$ 198 millones** por menor precio medio de venta.
 - > **Mayores otras ventas por US\$ 68 millones**, explicado por un aumento en los ingresos provenientes de la comercialización en la venta de gas.
 - > **Mayores otros ingresos de explotación por US\$ 46 millones**, explicado principalmente por: (i) mayores ingresos por seguros por **US\$ 50 millones**; y (ii) un mayor ingreso por cobro de boleto de garantía asociado a un acuerdo de término de contrato con proveedores por **US\$ 6 millones**. Lo anterior fue parcialmente compensado por menores ingresos adicionales por **US\$ 12 millones**, generados por una optimización de términos comerciales considerados en contratos con proveedores de energía en 2024.

En lo que respecta al 4T 2025, los **Ingresos de Explotación** alcanzaron los **US\$ 826 millones**, lo que representa un **aumento de US\$ 650 millones** respecto al mismo trimestre del año anterior. La variación se debe principalmente a:

- > **Mayores ingresos por ventas de energía por US\$ 545 millones**, debido principalmente a: (i) pérdidas reconocidas a fines del año 2024 asociadas al efecto extraordinario por la discontinuación de coberturas contables producto del cambio de moneda funcional por **US\$ 657 millones**; y (ii) menores pérdidas por coberturas de tipo de cambio por **US\$ 43 millones**. Lo anterior, parcialmente compensado por: (i) menores ventas físicas por **US\$ 98 millones**, correspondientes a (-1.000 GWh), explicado por menores ventas físicas a clientes regulados (-647 GWh), menores

ventas físicas en el mercado spot (-215 GWh) y menores ventas a clientes libres (-137 GWh); y (iii) un efecto negativo por **US\$ 56 millones** por menor precio medio de venta.

- > **Mayores otras ventas por US\$ 85 millones**, explicado por un aumento en los ingresos provenientes de la comercialización en la venta de gas.
- Los **Costos de Explotación** al 31 de diciembre de 2025, ascendieron a **US\$ 1.736 millones**, presentando una **disminución de US\$ 220 millones**, o un **11,3%** inferior al ejercicio 2024, que se explica fundamentalmente por:
 - > **Menores compras de energía por US\$ 149 millones**, que se explican fundamentalmente por menores compras físicas, equivalente a (-942 GWh).
 - > **Menores gastos de transporte por US\$ 79 millones**, explicado principalmente por: (i) un menor costo de regasificación y transporte de gas por **US\$ 39 millones**; y (ii) un menor gasto en peajes por **US\$ 34 millones**.
 - > **Menores otros costos de aprovisionamientos variables y servicios por US\$ 14 millones**, explicado por: (i) un menor gasto por impuesto de emisiones térmicas por **US\$ 9 millones**; y (ii) un menor costo por derivados de cobertura de commodities por **US\$ 6 millones**. Lo anterior fue compensado por un mayor costo de venta en la comercialización de gas por **US\$ 2 millones**.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- > **Mayores costos por consumo de combustible por US\$ 22 millones**, explicado por un mayor consumo de gas por **US\$ 35 millones**, efecto que fue compensado parcialmente por: (i) un menor costo por operaciones de cobertura de commodities por **US\$ 11 millones**; y (ii) un menor consumo de petróleo por **US\$ 2 millones**.

Durante el **4T 2025**, los **Costos de Explotación** ascendieron a **US\$ 363 millones**, lo que representa un **aumento de US\$ 29 millones** respecto al mismo trimestre del año anterior. Esta variación, se explica principalmente por:

- > **Mayores otros costos de aprovisionamientos variables y servicios por US\$ 29 millones**, explicados principalmente por un mayor costo de venta en la comercialización de gas por **US\$ 32 millones**.
- > **Mayores compras de energía por US\$ 18 millones**, que se explican fundamentalmente por una mayor compra física de (338 GWh).
- > **Mayores costos por consumo de combustible por US\$ 4 millones**, explicado por: (i) un mayor consumo de gas por **US\$ 10 millones**, efecto que fue parcialmente por: (i) un menor costo por operaciones de cobertura de commodities por **US\$ 3 millones**; y (ii) un menor consumo de petróleo por **US\$ 3 millones**.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- > **Menores gastos de transporte por US\$ 22 millones**, explicado principalmente por:
(i) un menor gasto en peajes por **US\$ 12 millones**; y (ii) un menor costo en regasificación por **US\$ 8 millones**.
 - Los **Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado)** alcanzaron los **US\$ 64 millones** al 31 de diciembre de 2025, **aumentando** en **US\$ 7 millones** respecto al ejercicio 2024 y se explica principalmente por: (i) un gasto no recurrente por incentivos otorgados a trabajadores vinculados a planes de retiro anticipado por **US\$ 5 millones**; y (ii) un mayor gasto en bono de negociación colectiva por **US\$ 2 millones**.
- Para el **4T de 2025**, los **Gastos de personal (neto de trabajos para el inmovilizado)** disminuyeron en **US\$ 1 millón**, que se explica por una menor activación de mano de obra asociado a proyectos en construcción.
- Los **Otros Gastos por Naturaleza** acumulados al 31 de diciembre de 2025, alcanzaron los **US\$ 183 millones**, **aumentando** en **US\$ 10 millones** respecto a diciembre de 2024, principalmente por: (i) mayor gasto de servicios de mantención y reparación por **US\$ 3 millones**; y (ii) mayor gasto por servicios técnicos y de administración por **US\$ 2 millones**. (iii) un mayor gasto por servicios externalizados por **US\$ 2 millones**.

En el **4T 2025**, los **Otros Gastos por Naturaleza** disminuyeron en **US\$ 3 millones**, dado principalmente por un menor gasto de servicios de mantención y reparación.

EBITDA Segmento de Distribución y Redes:

El EBITDA de nuestro Segmento de Distribución y Redes alcanzó US\$ 189 millones por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025, lo que representa un aumento de US\$ 124 millones, equivalente a un aumento de un 194,2%, con respecto al ejercicio 2024. En cuanto a los resultados del 4T 2024, el EBITDA de este segmento presentó un aumento de US\$ 68 millones, comparado con igual trimestre del año anterior.

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

- Los **Ingresos de Explotación** alcanzaron los **US\$ 1.784 millones** al 31 de diciembre de 2025, lo que representa un aumento de **US\$ 45 millones**, o un 2,6% superior al ejercicio anterior, que se explica principalmente por:
 - > **Mayores otros ingresos de explotación por US\$ 18 millones**, explicado principalmente por: (i) un aumento de ingresos por seguros por **US\$ 15 millones**; y (ii) mayores ingresos por recuperación de consumos no registrados por **US\$ 4 millones**.
 - > **Mayores ingresos por ventas de energía por US\$ 16 millones**, que se explican principalmente por: (i) un incremento de **US\$ 28 millones**, fundamentalmente por mayores reliquidaciones de años anteriores, efecto que fue compensado parcialmente por menores ventas físicas (-277 GWh); y (ii) una disminución de **US\$ 12 millones**, por efecto de conversión de cifras producto de la devaluación del peso chileno respecto al dólar estadounidense.
 - > **Mayores otras prestaciones de servicios por US\$ 13 millones**, explicado por mayores prestaciones de servicios de construcción de empalmes y alumbrado público.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- > **Menores otras ventas por US\$ 2 millones**, explicado por menores prestaciones por otros negocios tales como arriendo de antenas y por traslado de redes y empalmes.

Los **Ingresos de Explotación del 4T 2025** fueron de **US\$ 447 millones**, lo que representa un aumento de **US\$ 46 millones**, equivalente a un 11,5%, respecto al mismo trimestre del año anterior, que se explica principalmente por:

- > **Mayores ingresos por venta de energía por US\$ 38 millones**, explicado por: (i) mayores ingresos por reliquidaciones de energía de años anteriores por **US\$ 24 millones**; y (ii) una variación positiva por **US\$ 14 millones** explicados 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\$ 7 millones**, explicado por mayores prestaciones de servicios de construcción de empalmes y alumbrado público.
- > **Mayores otros ingresos de explotación por US\$ 2 millones**, explicado principalmente por mayores ingresos por seguros.

- Los **Costos de Explotación** al 31 de diciembre de 2025, ascendieron a **US\$ 1.474 millones**, lo que representa una **disminución** de **US\$ 80 millones** respecto a diciembre de 2024, equivalente a un **5,2%** de descenso, que se explica por:

- > **Menores compras de energía por US\$ 45 millones**, debido a: (i) una menor compra física de energía por **US\$ 35 millones** (-147 GWh); y (ii) una variación positiva por **US\$ 10 millones** por el efecto en conversión de cifras producto de la devaluación del peso chileno respecto al dólar estadounidense.
- > **Menores otros costos de aprovisionamientos y servicios por US\$ 26 millones**, explicado por: (i) una disminución de costos asociados multas SEC por **US\$ 28 millones**; y (ii) menores costos asociados a corte y reposición por **US\$ 1 millón**. Lo anterior, parcialmente compensado por mayores costos de servicio de valor agregado por **US\$ 3 millones**.
- > **Menores gastos de transporte por US\$ 10 millones**, explicados por menores costos por concepto de peajes de transmisión zonal.

Durante el **4T de 2025**, los **Costos de Explotación** ascendieron a **US\$ 359 millones**, **disminuyendo** en **US\$ 19 millones** respecto al 4T 2024. Esta variación se explica principalmente por:

- > **Menores otros costos de aprovisionamientos y servicios por US\$ 27 millones**, explicado principalmente por multas impuestas por la SEC registradas fines de 2024 con relación a los eventos climáticos extraordinarios del invierno de ese año.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- > **Mayores costos por compras de energía por US\$ 8 millones**, debido principalmente a una variación negativa por efecto de conversión de cifras producto de la devaluación del peso chileno respecto al dólar estadounidense por **US\$ 11 millones**. Lo anterior, fue parcialmente compensado por un menor precio medio de compra por **US\$ 3 millones**.

- Los **Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado)** alcanzaron los **US\$ 23 millones** al 31 de diciembre de 2025, lo que representa una **disminución** de **US\$ 8 millones** respecto a diciembre de 2024, como consecuencia principalmente de: (i) un menor gasto por pago de bono de negociación colectiva por **US\$ 6 millones**; y (ii) una mayor activación de gastos de personal destinados a proyectos inversión por **US\$ 5 millones**. Lo anterior, fue parcialmente compensado por un mayor gasto no recurrente por **US\$ 4 millones** por incentivos otorgados a trabajadores vinculados a planes de retiro anticipado.

Con relación al **4T de 2025**, los **Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado)** alcanzaron los **US\$3 millones**, disminuyendo en **US\$ 4 millones** respecto al 4T 2024, explicado principalmente por una mayor activación de gastos de personal destinados a proyectos de inversión.

- Los **Otros Gastos por Naturaleza** alcanzaron los **US\$ 98 millones** al 31 de diciembre de 2025, lo que representa un **aumento de US\$ 9 millones** comparado con el mismo ejercicio del año anterior, que se explica principalmente por lo siguiente: (i) mayores gastos asociados a plan de invierno por **US\$ 5 millones**; y (ii) mayores costos por operación y mantenimiento por **US\$ 3 millones**.

Con relación al **4T** de 2025 alcanzaron los **US\$23 millones**, se mantienen prácticamente en línea respecto del periodo anterior.

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 31 de diciembre de 2025 y 2024:

SEGMENTO DE NEGOCIO (en millones de US\$)	Cifras Acumuladas					
	dic-25			dic-24		
	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
Segmento Generación	1.301	(344)	956	766	(287)	479
Segmento Distribución y Redes	189	(107)	81	64	(77)	(13)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(16)	(10)	(26)	(66)	(5)	(71)
Total Consolidados ENEL CHILE	1.473	(462)	1.011	764	(369)	395

SEGMENTO DE NEGOCIO (en millones de US\$)	Cifras Trimestrales					
	4T2025			4T2024		
	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
Segmento Generación	408	(86)	322	(217)	(95)	(312)
Segmento Distribución y Redes	63	(35)	28	(5)	(19)	(24)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(2)	(3)	(5)	(19)	(1)	(20)
Total Consolidados ENEL CHILE	469	(124)	345	(240)	(115)	(356)



La **depreciación, amortización y deterioro** ascendió a **US\$ 462 millones**, por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025, **aumentando en US\$ 93 millones** respecto a diciembre de 2024. Esta variación se explica por:

- > **Mayor gasto por depreciación y amortización por US\$ 74 millones**, explicado principalmente por la entrada en operación de nuevas centrales de energías renovables.
- > **Mayor pérdida por deterioro de cuentas por cobrar por US\$ 19 millones**, que provienen principalmente del Segmento de Distribución y Redes, debido fundamentalmente a una mayor pérdida crediticia esperada asociada a los clientes residenciales.

Respecto al **4T 2025**, la **depreciación, amortización y deterioro** ascendió a **US\$ 124 millones**, aumentando en **US\$ 8 millones** respecto a igual trimestre de 2024, que se explica principalmente por: (i) mayor gasto por depreciación y amortización por **US\$ 37 millones**, fundamentalmente en el Segmento de Generación debido a la entrada en operación de nuevas unidades de generación; (ii) menor pérdida por deterioro de Propiedades, planta y equipo por **US\$ 36 millones**, en el Segmento de Generación, asociadas al proyecto de ampliación de Las Salinas; y (iii) mayor pérdida por deterioro de cuentas por cobrar por **US\$ 7 millones**, principalmente en el Segmento de Distribución y Redes.

RESULTADO NO OPERACIONAL

El siguiente cuadro presenta los resultados no operacionales consolidados de Enel Chile, en términos acumulados al 31 de diciembre de 2025 y 2024:

RESULTADOS NO OPERACIONALES (en millones de US\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	dic-25	dic-24	Variación	Var %	4T2025	4T2024	Variación	Var %
Ingresos Financieros	72	83	(11)	(13,5%)	32	17	15	90,6%
Gastos Financieros	(330)	(246)	(84)	34,0%	(134)	(61)	(72)	118,8%
Diferencias de Cambio	8	(23)	31	n/a	19	(6)	25	n/a
Resultados por Unidades de Reajuste	13	22	(9)	(39,5%)	3	(1)	4	n/a
Total Resultado Financiero	(237)	(164)	(73)	44,2%	(80)	(51)	(29)	55,8%
Otras ganancias	6	-	6	n/a	4	-	4	n/a
Sociedades contabilizadas por el método de la participación	15	9	6	67,9%	5	2	3	175,2%
Total Otros Resultados Distintos de la Operación	21	9	12	141,3%	9	2	7	n/a
Resultado Antes de Impuesto	795	239	556	232,0%	274	(406)	680	(167,6%)
Impuesto sobre Sociedades	(210)	(37)	(173)	467,6%	(73)	119	(193)	n/a
Resultado del Periodo	585	202	382	188,9%	201	(286)	487	n/a
<i>Atribuible a los propietarios de la controladora</i>	<i>538</i>	<i>154</i>	<i>384</i>	<i>249,7%</i>	<i>186</i>	<i>(292)</i>	<i>478</i>	<i>n/a</i>
<i>Atribuible a participaciones no controladoras</i>	<i>47</i>	<i>49</i>	<i>(1)</i>	<i>(2,9%)</i>	<i>15</i>	<i>6</i>	<i>8</i>	<i>137,4%</i>

Resultado Financiero:

El **resultado financiero consolidado de Enel Chile** registró una **pérdida de US\$ 237 millones** en términos acumulados al 31 de diciembre de 2025, lo que representa una **pérdida de US\$ 73 millones** con respecto al gasto de **US\$ 164 millones** obtenida en diciembre de 2024. Respecto al **4T 2025**, el resultado financiero registró un gasto de **US\$ 80 millones**, un **55,8%** superior al gasto alcanzado en el 4T 2024.

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

Menores ingresos financieros por US\$ 11 millones, explicados principalmente por: (i) menores intereses generados por cuentas por cobrar a compañías de Distribución Eléctrica por **US\$ 14 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\$ 10 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**. Lo anterior, compensado por mayores ingresos de **US\$ 19 millones**, que se originaron por un ajuste metodológico de la Comisión Nacional de Energía (CNE), relacionado con el

procedimiento de actualización financiera de cuentas por cobrar pendientes de facturación provenientes de ejercicios anteriores³.

Durante el 4T de 2025, los ingresos financieros aumentaron en **US\$ 15 millones** respecto a igual trimestre del periodo anterior, explicados principalmente por mayores ingresos de **US\$ 19 millones**, que se originaron por el ajuste metodológico de la CNE antes señalado. Lo anterior, fue parcialmente compensado por: (i) menores ingresos por inversiones temporales en instrumentos de renta fija por **US\$ 2 millones**; y (ii) menores ingresos financieros producto de intereses que genera la aplicación de las leyes de estabilización tarifaria por **US\$ 1 millón**.

Mayores gastos financieros por US\$ 84 millones, principalmente explicados por: (i) menores capitalizaciones de intereses por **US\$ 83 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) mayores gastos financieros por **US\$ 61 millones** que se originaron por el ajuste metodológico de la Comisión Nacional de Energía (CNE), relacionado con el procedimiento de actualización financiera de cuentas por cobrar pendientes de facturación provenientes de ejercicios anteriores⁴. Lo anterior, fue parcialmente compensado por: (i) menores gastos financieros por **US\$ 11 millones**, vinculados 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 con empresas relacionadas por **US\$ 36 millones**, asociado a una menor deuda con Enel Finance International (EFI); y (iii) menores costos financieros por acuerdos de optimización de calendario de pago con proveedores por **US\$ 16 millones**.

Durante el 4T de 2025, los gastos financieros aumentaron en **US\$ 72 millones** respecto a igual trimestre del periodo, principalmente explicados por: (i) menores capitalizaciones de intereses por **US\$ 22 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) mayores gastos financieros por **US\$ 61 millones** que se originaron por el ajuste metodológico de la CNE antes señalado. Lo anterior, parcialmente compensado por menores costos financieros por acuerdos de optimización de calendario de pago con proveedores por **US\$ 10 millones**.

Menor pérdida por diferencias de cambio por US\$ 31 millones respecto al ejercicio 2024, principalmente originada por: (i) mayores diferencias de cambio positivas en cuentas por cobrar comerciales y cuentas cobrar a entidades relacionadas por **US\$ 52 millones**; (ii) menores diferencias de cambio negativas sobre la deuda financiera neta e instrumentos derivados por **US\$ 144 millones**; y (iii) por menores pérdidas por diferencias de cambio negativas en cuentas por pagar comerciales y cuentas pagar a entidades relacionadas por **US\$ 165 millones**. Estos efectos se generan principalmente como consecuencia del cambio de moneda funcional de Enel Chile y Enel Generación Chile.

³ El ajuste metodológico está relacionado con el procedimiento de actualización financiera de cuentas por cobrar pendientes de facturación, generadas desde el año Julio 2022 hasta septiembre 2024 y que habían comenzado a aplicarse a los clientes a partir de la entrada en vigor del Decreto Supremo N°7T, de julio de 2024. Cabe destacar que solo aproximadamente un 2% de la diferencia determinada había sido ya repercutida a los clientes. Esta inconsistencia fue corregida en el Informe Técnico Definitivo de Precio Nudo Promedio de noviembre de 2025 (ITD de noviembre 2025), correspondiente al primer semestre de 2026, que estableció el pago del total de la diferencia determinada en 6 cuotas iguales durante este periodo tarifario. El ITD de noviembre 2025, fue publicado en el Decreto Supremo N°24T, de enero 2026.

⁴ Ídem que en el punto 3.

Durante el 4T de 2025, el resultado por diferencia de cambio tuvo una mayor utilidad de **US\$ 25 millones** respecto a igual trimestre del periodo anterior, explicada principalmente por (i) mayores diferencias de cambio positivas sobre deuda financiera neta e instrumentos derivados por **US\$ 163 millones**. Lo anterior, parcialmente compensado por: (ii) menores diferencias de cambio negativas en cuentas por cobrar comerciales y cuentas por cobrar a entidades relacionadas por **US\$ 86 millones**; (iii) mayores pérdidas por diferencias de cambio negativas en cuentas por pagar comerciales y cuentas pagar a entidades relacionadas por **US\$ 46 millones**; y (iv) menores diferencias de cambio positivas del efectivo y efectivo equivalente por **US\$ 8 millones**. Estos efectos también se generan principalmente como consecuencia del cambio de moneda funcional de Enel Chile y Enel Generación Chile.

Menor utilidad por unidades de reajuste por US\$ 9 millones respecto al ejercicio 2024, principalmente explicada por menor utilidad por reajuste de cuentas por cobrar de naturaleza comercial por **US\$ 13 millones**, efecto que fue parcialmente por mayores utilidades por reajuste de activos por impuestos por **US\$ 5 millones**.

Durante el 4T de 2025, el resultado por unidades de reajustes tuvo una mayor utilidad de **US\$ 4 millones** respecto a igual trimestre del año anterior, explicados principalmente por una mayor utilidad por reajuste de activos por impuestos por **US\$ 11 millones**, efecto que fue parcialmente compensado por: (i) menor utilidad por reajuste de activos financieros por **US\$ 3 millones**; y (ii) por menor utilidad por reajuste de cuentas por cobrar de naturaleza comercial por **US\$ 3 millones**.

Impuesto a las ganancias sobre Sociedades:

El Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades alcanzó una pérdida de US\$ 210 millones por el período terminado al 31 de diciembre de 2025, lo que representa un mayor gasto de **US\$ 173 millones** respecto al mismo ejercicio del año anterior. Esta variación se explica principalmente por: (i) un mayor gasto por impuesto de **US\$ 150 millones** por mayores utilidades de la Compañía; (ii) un mayor gasto por impuesto por **US\$ 23 millones** por efectos de la eliminación de la corrección monetaria tributaria en Enel Chile, Enel Generación Chile y Empresa Eléctrica Pehuenche, debido al cambio de moneda contable desde pesos chilenos a dólares de los Estados Unidos de América, a contar del año 2025.

Respecto al 4T 2025 el Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades alcanzó un gasto de US\$ 73 millones, lo que representa un mayor gasto de **US\$ 193 millones** respecto a igual trimestre del año anterior. Esta variación se explica principalmente por: (i) un mayor gasto por impuesto por **US\$ 183 millones** por mayores utilidades de la Compañía; y (ii) un mayor gasto por impuesto por **US\$ 11 millones**, por la eliminación de la corrección monetaria tributaria en Enel Chile, Enel Generación Chile y Empresa Eléctrica Pehuenche, explicada anteriormente.

Evolución de los principales indicadores financieros

INDICADOR FINANCIERO		Unidad	dic-25	dic-24	Variación	Var %
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	0,91	1,00	(0,09)	(9,1%)
	Razón Ácida (2)	Veces	0,87	0,95	(0,07)	(7,8%)
	Capital de Trabajo	US\$ Mn	(234)	(9)	(225)	n/a
Endeudamiento	Razón de endeudamiento (3)	Veces	1,33	1,39	(0,06)	(4,5%)
	Deuda Corto Plazo (4)	%	33,6%	30,3%	3,3 p.p.	10,8%
	Deuda Largo Plazo (5)	%	66,4%	69,7%	(3,3 p.p.)	(4,7%)
	Cobertura Costos Financieros (6)	Veces	4,77	3,09	1,68	54,3%
Rentabilidad	Resultado explotación/Ingreso explotación	%	21,7%	9,4%	12,3 p.p.	130,7%
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE) (7)	%	10,6%	3,1%	7,5 p.p.	241,7%
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA) (8)	%	4,6%	1,6%	3,0 p.p.	184,8%

(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) ganancia del ejercicio atribuible a los propietarios de la controladora y (ii) el promedio entre el patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora al inicio del período y al fin del ejercicio.

(8) Corresponde a la razón entre (i) resultado total del periodo por 12 meses al 30 de septiembre y (ii) el promedio del total de activos al inicio del período y al fin del periodo.

- > **La liquidez corriente** al 31 de diciembre de 2025 alcanzó 0,91 veces, presentando una variación negativa de 9,1% con respecto al 31 de diciembre de 2024. Esta variación está explicada en gran medida por el incremento de los otros pasivos financieros, por traspasos desde el largo plazo.
- > **El capital de trabajo** al 31 de diciembre de 2025 tuvo un valor negativo de **US\$ 234 millones**, lo que representa una variación negativa de **US\$ 225 millones** respecto al capital de trabajo negativo obtenido al 31 de diciembre de 2024. Esta variación está explicada en gran medida por el incremento de los otros pasivos financieros.
- > **La razón de endeudamiento** fue de 1,33 veces, lo cual representa el grado de compromiso del patrimonio de Enel Chile al 31 de diciembre 2025, versus el 1,39 veces al 31 de diciembre de 2024. Esta disminución se debe en gran medida por la disminución de los otros pasivos financieros no corrientes y al aumento del Patrimonio de la Compañía, principalmente explicado por el resultado del ejercicio 2025.

- > **La cobertura de costos financieros** para el período terminado al 31 de diciembre de 2025 fue de 4,77 veces, lo que indica la capacidad de cubrir los gastos financieros con el EBITDA. El aumento de un 54,3% en este índice comparado con diciembre de 2024, se explica principalmente por una pérdida extraordinaria por **US\$ 657 millones** registrada al cierre del 2024, que afectó significativamente el EBITDA de ese ejercicio, relacionada a la discontinuación de coberturas contables asociadas a ingresos directamente vinculados a la evolución del US dólar, producto del cambio de moneda funcional en su subsidiaria Enel Generación Chile a partir de enero de 2025. Aislado la pérdida extraordinaria del ejercicio 2024, indicada anteriormente la cobertura de costos financieros habría sido 4,60 veces, un 4% superior a 2024.
- > **El índice de rentabilidad** registró un porcentaje de 21,7% al 31 de diciembre de 2025, comparado con el porcentaje de 9,4% obtenido en el mismo período de 2024. El aumento en el desempeño, correspondiente a 12,3 p.p., se debe en gran medida a la pérdida extraordinaria del ejercicio 2024 por la discontinuación de coberturas contables asociadas a ingresos directamente vinculados a la evolución del US dólar, comentada anteriormente. Aislado el efecto extraordinario indicado previamente, el índice de rentabilidad habría aumentado en 0,1 p.p. (21,7 % al 31 de diciembre de 2025 versus 21,6% al 31 de diciembre de 2024).
- > **La rentabilidad del patrimonio** fue de 10,6% al 31 de diciembre de 2025, lo que representa un aumento de 7,5 p.p. respecto al 3,1% obtenido al 31 de diciembre de 2024. Aislado los efectos extraordinarios reconocidos en 2024, donde destaca la pérdida por **US\$ 657 millones** por, 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 12,9 p.p. (23,5% al 31 de diciembre de 2025).
- > **La rentabilidad de los activos** fue de 4,6% al 31 de diciembre de 2025, lo que representa un aumento de 3,0 p.p. respecto al 1,6% registrado en 2024. Aislado los efectos extraordinarios reconocidos en 2024 el índice de rentabilidad de los activos habría disminuido en 5,1 p.p. (9,7% al 31 de diciembre de 2025).

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Los **Activos Totales** de la Compañía **disminuyeron en US\$ 139 millones** al 31 de diciembre de 2025, comparado con el total de activos al 31 de diciembre 2024.

ACTIVOS (en millones de US\$)	dic-25	dic-24	Variación	Var %
Activos Corrientes	2.239	2.242	(3)	(0,1%)
Activos No Corrientes	10.665	10.523	142	1,4%
Total Activos	12.904	12.765	139	1,1%

Los **Activos Corrientes** presentaron una **disminución de US\$ 3 millones** al 31 de diciembre 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\$ 109 millones**, esta variación se explica por los siguientes factores: (i) una disminución de **US\$ 235 millones** producto de ventas de cuentas por cobrar; (ii) un aumento de **US\$ 55 millones** provenientes de la aplicación de mecanismos de estabilización de tarifas a clientes regulados, de los cuales **US\$ 176 millones** corresponden a traspasos desde la cuenta por cobrar no corriente, importe que se reduce por los cobros del ejercicio correspondientes a **US\$ 122 millones**. Todo lo anterior parcialmente compensado por mayores cuentas por cobrar por indemnizaciones por recibir por **US\$ 66 millones**.
- **Disminución de Otros Activos Financieros Corrientes por US\$ 19 millones**, explicado principalmente por: (i) un mayor IVA crédito fiscal por **US\$ 24 millones**; y (ii) un menor saldo de gastos pagados por anticipados por **US\$ 9 millones**.

Lo anterior parcialmente compensado por:

- **Aumento del Efectivo y equivalentes al efectivo por US\$ 77 millones**, explicado principalmente por las siguientes entradas de efectivo por: (i) recaudación de clientes por **US\$ 6.726 millones** que incluye ventas de cuentas por cobrar de Enel Generación Chile y Enel Green Power Chile por un ingreso de caja por **US\$ 635 millones**, distintas de aquellas que se originan en la aplicación de las Leyes de estabilización tarifaria; (ii) préstamos bancarios por **US\$ 190 millones**; (iii) intereses recibidos por **US\$ 12 millones**; y (iv) Cobros provenientes del arrendamiento y posterior venta de esos activos por **US\$ 17 millones**; (v) además de un efecto positivo de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo por **US\$ 16 millones** (vi) otros cobros por actividades de operación por **US\$ 6 millones**. Todo lo anterior, parcialmente compensado por: (i) pago a proveedores por **US\$ 4.833 millones**; (ii) compras de propiedades, planta y equipo por **US\$ 462 millones**; (iii) pagos de dividendos por **US\$ 351 millones**; (iv) pago de impuesto a las ganancias por **US\$ 272 millones**; (v) pago de préstamos bancarios y bonos por **US\$ 237 millones**; (vi) pagos de intereses por **US\$ 174 millones**; (vii) otros pagos por actividades de operación por **US\$ 168 millones**, fundamentalmente por pago de IVA y otros impuestos; (viii) pagos de préstamos a

empresas relacionadas por **US\$ 161 millones**; (ix) pago a los empleados por **US\$ 146 millones**; (x) pagos de pasivos por arrendamientos por **US\$ 37 millones**; (xi) compras de activos intangibles por **US\$ 37 millones**; y (xii) otras salidas de efectivo por **US\$ 10 millones**.

- **Aumento de Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes, por US\$ 19 millones**, explicado principalmente por una mayor cuenta por cobrar a: (i) GNL Chile S.A. por **US\$ 7 millones**, correspondiente a anticipos por compra de gas; (ii) una mayor cuenta por cobrar por concepto de operaciones de derivados de commodities a Enel Global Trading S.p.A por **US\$ 3 millones**; y (iii) una mayor cuenta por cobrar a Enel Américas por **US\$ 5 millones**, por servicios informáticos y de administración.
- **Aumento de Otros activos Financieros Corrientes por US\$ 19 millones**, explicado principalmente por mayores importes vinculados a instrumentos derivados de coberturas.

Los **Activos No Corrientes** aumentaron en **US\$ 142 millones** respecto del saldo al 31 de diciembre de 2024. Las variaciones de los principales rubros se describen como sigue:

- **Aumento de Propiedades, planta y equipo por US\$ 184 millones**, explicado principalmente por: (i) aumento en adquisiciones de Propiedades por **US\$ 445 millones**; (ii) incremento por diferencia de conversión por **US\$ 104 millones**. Lo anterior, parcialmente compensado por: (i) mayor gasto por depreciación por **US\$ 320 millones**; (ii) mayor pérdida por deterioro por **US\$ 35 millones**; y (iii) mayor pérdida por ventas y retiros por **US\$ 10 millones**.
- **Aumento de Activos por derechos de uso por US\$ 106 millones**, explicado fundamentalmente por: (i) incremento por diferencias de conversión por **US\$ 69 millones**; y (ii) aumento de nuevos contratos de activos por derecho de uso por **US\$ 44 millones**. Lo anterior, parcialmente compensado por una mayor depreciación del ejercicio por **US\$ 9 millones**.
- **Aumento en Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación por US\$ 14 millones**, mayor devengo por participación en utilidad correspondiente a nuestra asociada GNL Chile S.A por **US\$ 14 millones**. Lo anterior, parcialmente compensado por dividendos declarados por **US\$ 1 millón**.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- **Disminución de Otros activos no financieros no corrientes por US\$ 135 millones**, correspondiente a: (i) un menor IVA crédito fiscal por **US\$ 117 millones**; y (ii) una disminución de créditos por derechos de agua por **US\$ 18 millones**.

- Disminución de Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes por **US\$ 58 millones**, se explica fundamentalmente por **US\$ 176 millones** de disminución debido al traspaso a cuentas por cobrar corrientes; y (ii) una disminución de **US\$ 7 millones** relacionados a menores convenios de clientes regulados. Lo anterior, parcialmente compensado por: (i) un aumento de **US\$ 102 millones** por conversión al dólar de las cuentas por cobrar en pesos chilenos provenientes de Enel Distribución Chile; y (ii) un aumento de **US\$ 19 millones** debido a la aplicación de las Leyes que establecen los mecanismos de estabilización de tarifas para clientes regulados.

Los **Pasivos Totales** de la Compañía, incluido el Patrimonio, alcanzaron los **US\$ 12.904 millones** al 31 de diciembre de 2025, presentando una **disminución** de un **1,1%** comparado con el total de pasivos y patrimonio al 31 de diciembre de 2024.

PASIVOS Y PATRIMONIO (en millones de US\$)	dic-25	dic-24	Variación	Var %
Pasivos Corrientes	2.473	2.251	222	9,9%
Pasivos No corrientes	4.881	5.168	(288)	(5,6%)
Patrimonio Total	5.550	5.345	204	3,8%
<i>Atribuible a los propietarios de la controladora</i>	5.176	4.976	199	4,0%
<i>Participaciones no controladoras</i>	374	369	5	1,3%
Total Patrimonio y Pasivos	12.904	12.765	139	1,1%

Los **Pasivos Corrientes** presentaron un **aumento** de **US\$ 222 millones** al 31 de diciembre de 2025. A continuación, se explican las variaciones de los principales rubros que lo conforman:

- Aumento de Otros pasivos financieros corrientes por US\$ 238 millones**, explicado principalmente por: (i) mayores gastos financieros provenientes de préstamos y de bonos por **US\$ 135 millones**; (ii) mayor deuda por traspasos de obligaciones por préstamos y bonos desde la porción no corrientes por **US\$ 190 millones**; y (iii) un aumento importes vinculados a instrumentos derivados de cobertura de flujos de caja por **US\$ 40 millones**. Lo anterior fue compensado parcialmente por: (i) menor pago de intereses de préstamos bancarios y bonos por **US\$ 136 millones**.
- Aumento de Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes por US\$ 73 millones**, debido fundamentalmente a mayores cuentas por pagar a: (i) Enel S.p.A. por mayores dividendos por pagar por **US\$ 64 millones**; (ii) Enel X S.r.L. por servicios técnicos por **US\$ 8 millones**; (iii) Enel Grids S.r.L. por **US\$ 6 millones** por servicios informáticos. Lo anterior, parcialmente compensado por menores cuentas por pagar a Enel X S.r.L. por **US\$ 14 millones** por servicios técnicos.

Lo anterior parcialmente compensado por:

- Disminución de Pasivos por impuestos corrientes por US\$ 80 millones**, explicado fundamentalmente por concepto de impuesto a la renta.



- **Disminución de Otras provisiones corrientes por US\$ 21 millones**, que se explica por pago pasivos relacionadas con acuerdos de procesos voluntarios colectivos con el SERNAC por **US\$ 20 millones**.

Los **Pasivos No Corrientes** presentaron una **disminución de US\$ 288 millones** al 31 de diciembre de 2025, y se explica principalmente por lo siguiente:

- **Disminución de Otros pasivos financieros no corrientes por US\$ 212 millones**, explicado principalmente por un traspaso a otros pasivos financieros corrientes por **US\$ 190 millones**.
- **Disminución de Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes por US\$ 158 millones**, explicado principalmente por préstamos por pagar a Enel Finance International (EFI).
- **Disminución de Otros pasivos no financieros no corrientes por US\$ 22 millones**, explicado por menores ingresos diferidos por venta de energía.

Lo anterior parcialmente compensado por:

- **Aumento de pasivos por arrendamientos no corrientes por US\$ 100 millones**, explicado principalmente por nuevos arrendamientos de terrenos para el desarrollo de proyectos de generación de energías renovables, asociados al Grupo EGP Chile.
- **Aumento de Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes por US\$ 16 millones**, explicado principalmente por mayores cuentas por pagar por compra de energía y combustibles por **US\$ 22 millones**, efecto que fue compensado parcialmente por menores otras cuentas por pagar por **US\$ 6 millones**.



El **Patrimonio Total** ascendió a **US\$ 5.550 millones** al 31 de diciembre de 2025, presentando un **aumento** de **US\$ 204 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\$ 5.176 millones**, y se desglosa como sigue: (i) Capital emitido por **US\$ 3.896 millones**; (ii) Utilidades acumuladas por **US\$ 3.011 millones**; Lo anterior, compensado por menores Otras reservas negativas por **US\$ 1.731 millones**.
 - > Las **Utilidades acumuladas**, presentan un aumento de **US\$ 130 millones**, que se explica por la utilidad del ejercicio por **US\$ 538 millones** disminuida por la distribución de dividendos por **US\$ 408 millones**.
 - > Las **Otras reservas** presentan un aumento de **US\$ 70 millones**, que se explican fundamentalmente por mayores reservas de conversión por **US\$ 75 millones**, efectos que fue compensado con menores reservas de cobertura de flujo de caja por **US\$ 7 millones**.
- El **Patrimonio Atribuible a las Participaciones No Controladoras** fue de **US\$ 374 millones**, presentando un aumento de **US\$ 5 millones** respecto del saldo al 31 de diciembre de 2024, explicado principalmente por la utilidad del ejercicio por **US\$ 48 millones**. Lo anterior, parcialmente compensado por dividendos pagados por **US\$ 43 millones**.

3. PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO

Grupo Enel Chile generó un flujo de efectivo neto positivo de US\$ 61 millones por el período terminado al 31 de diciembre de 2025, lo que representa una mejora por US\$ 271 millones en el flujo neto con respecto al año 2024. Las principales variables que explican este mayor flujo neto positivo del período se describen a continuación:

FLUJOS DE EFECTIVO (en millones de US\$)	dic-25	dic-24	Variación	Var %
Flujo de Operación	1.320	1.622	(302)	(18,7%)
Flujo de Inversión	(488)	(738)	250	(33,9%)
Flujo de Financiamiento	(771)	(1.095)	324	(29,6%)
Flujo neto del período	61	(210)	271	n/a

Las actividades de operación generaron un flujo de efectivo neto positivo de US\$ 1.320 millones por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025. Estos flujos están compuestos principalmente por: (i) entradas de efectivo procedentes ventas de bienes y servicios por **US\$ 6.726 millones**; (ii) Cobros derivados de arrendamiento y posterior venta de esos activos por **US\$ 17 millones**; y (iii) Otros cobros por actividades de operación por **US\$ 6 millones**. Estos ingresos de caja fueron parcialmente compensados por: (i) pago a proveedores por **US\$ 4.833 millones**; (ii) pago de impuesto a las ganancias por **US\$ 272 millones**; (iii) otros pagos por actividades de operación por **US\$ 168 millones**, fundamentalmente por pago de IVA y otros impuestos; (iv) pago a empleados por **US\$ 146 millones**; y (v) Otras salidas de efectivo por **US\$ 10 millones**.

La variación negativa en el flujo de operación por **US\$ 302 millones** respecto a diciembre de 2024, se explica fundamentalmente por: (i) menores cobros procedentes ventas de bienes y servicios por **US\$ 148 millones**; (ii) mayores pagos a proveedores por **US\$ 55 millones**; (iii) mayores pagos por impuesto a las ganancias por **US\$ 66 millones**; (iv) mayores otros pagos por actividades de operación por **US\$ 27 millones**; (v) menores cobros derivados de arrendamiento y posterior venta de esos activos por **US\$ 12 millones**; y (vi) menores otros cobros por actividades de operación por **US\$ 7 millones**; y (vi) Otras salidas de efectivo por **US\$ 4 millones**. Lo anterior, fue parcialmente compensado por: (i) menores pagos a empleados por **US\$ 10 millones**; (ii) menores pagos por fabricar o adquirir activos mantenidos para arrendar a otros y posteriormente para vender **US\$ 7 millones**.

Las actividades de inversión generaron un flujo de efectivo neto negativo de US\$ 488 millones para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025. Estos flujos de efectivo están compuestos principalmente por: (i) desembolsos realizados por compras de propiedades, plantas y equipos por **US\$ 462 millones**; (ii) desembolsos por compra de activos intangibles por **US\$ 37 millones**; y (iii) pagos derivados de contratos de futuro, opciones y permuta financiera por **US\$ 4 millones**. Lo anterior, fue parcialmente compensado por: (i) intereses recibidos por **US\$ 12 millones**; (ii) importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo por **US\$ 2 millones**; y (ii) dividendos recibidos por **US\$ 1 millón**.

La **variación positiva** en el **flujo de inversión** por **US\$ 250 millones** respecto a diciembre de 2024, se explica fundamentalmente por: (i) menores desembolsos por compra de propiedades, planta y equipo por **US\$ 263 millones**; (ii) menores compras de activos intangibles por **US\$ 4 millones**; (iii) mayores importes procedentes de la venta de propiedades planta y equipo por **US\$ 2 millones**; y (iv) menores otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades por **US\$ 2 millones**. Lo anterior fue parcialmente compensado por: (i) menores intereses recibidos por **US\$ 10 millones**; (ii) menores cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera por **US\$ 9 millones**; y (iii) menores entradas de efectivo por **US\$ 4 millones**.

Las actividades de financiación generaron un flujo de efectivo neto negativo de US\$ 771 millones, por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025. Estos flujos están compuestos fundamentalmente por salidas de efectivo por: (i) pago de dividendos por **US\$ 351 millones**; (ii) pago de intereses por **US\$ 174 millones**; (iii) pagos de préstamos a entidades relacionadas por **US\$ 161 millones**; (iv) pago parcial de préstamos por **US\$ 190 millones** y bonos locales por **US\$ 47 millones**; y (v) pagos de pasivos por arrendamientos por **US\$ 37 millones**. Lo anterior, parcialmente compensado por entradas de efectivo por préstamo otorgado por **US\$ 190 millones**.

La **variación positiva** por **US\$ 324 millones** en el **flujo de financiamiento** respecto a diciembre de 2024, se explica fundamentalmente por: (i) menores pagos de préstamos a entidades relacionadas por **US\$ 1.143 millones**; (ii) menor pago de préstamos por bonos por **US\$ 563 millones**; (iii) menores pagos de intereses por **US\$ 43 millones**; (iv) menores otras entradas (salidas) de efectivo por **US\$ 20 millones**; y (v) menores pagos de dividendos por **US\$ 14 millones**. Lo anterior, parcialmente compensado por: (i) menores préstamos de entidades relacionadas por **US\$ 1.157 millones**; (ii) menores importes procedentes de préstamos de largo plazo por **US\$ 285 millones**; y (iii) mayores pagos de pasivos por arrendamientos por **US\$ 18 millones**.

SEGMENTO DE NEGOCIO	Información Propiedades, Planta y Equipos (en millones de US\$)			
	Desembolsos por incorporación de Propiedad, Planta y Equipos		Depreciación	
	dic-25	dic-24	dic-25	dic-24
Segmento Generación	332	634	309	250
Segmento Distribución y Redes	124	74	68	58
Otras actividades de negocio	6	16	10	5
Total Consolidado Grupo ENEL CHILE	462	725	387	313

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

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

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

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

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

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

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

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

Las operaciones del grupo Enel Chile incluyen la generación hidroeléctrica y, por lo tanto, dependen de las condiciones hidrológicas que existan en cada momento en las amplias zonas geográficas donde se ubican las instalaciones de generación hidroeléctrica del Grupo en Chile. Si las condiciones hidrológicas producen sequías u otras condiciones que influyan negativamente en la actividad de generación hidroeléctrica, los resultados podrían verse adversamente afectados, razón por la cual Enel Chile ha definido como parte esencial de su política comercial no contratar el 100% del total de su capacidad. A su vez, el negocio eléctrico se ve afectado por condiciones atmosféricas tales como temperaturas medias que condicionan el consumo. Dependiendo de cuales sean las condiciones climáticas se pueden producir diferencias en el margen que se obtiene por el negocio.

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

POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGOS

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

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

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

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

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

Riesgo de tasa de interés

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

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

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

	dic-25	dic-24
Tasa de interés fija	87%	89%

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

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

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

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).

Riesgo de commodities

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

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

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

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

Al 31 de diciembre de 2025, se mantenía una posición consolidada de coberturas activas sobre distintos commodities. En petróleo Brent, se registraban 349 kbbl asociados a compras y 159 kbbl a ventas. En gas Henry Hub, las coberturas activas ascendían a 30 Tbtu vinculadas a compras. Respecto al carbón, se mantenían obligaciones de liquidación por 61 kTon correspondientes a contratos de venta. Finalmente, se conservaban coberturas activas de TFU por 0,4 Tbtu, relacionadas con la venta de barcos durante el año 2025. Al 31 de diciembre de 2024 se mantenían coberturas activas a liquidarse de Brent que totalizaron 45 kbbl 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 cuarto trimestre de 2025.

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 31 de diciembre de 2025, el Grupo Enel Chile presenta una liquidez de MUS\$ 373.302 en efectivo y medios equivalentes, y MUS\$ 640.000 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.

Riesgo de crédito

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

Cuentas por cobrar comerciales:

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

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



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

Activos de carácter financiero

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

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

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

Medición del riesgo

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\$40**.⁵

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 aproximadamente **MUS\$ 42**.
- > Una disminución de 25 puntos básicos reduciría el gasto financiero mensual en aproximadamente **MUS\$ 42**.

⁵ Este valor no considera los efectos de diferencia de cambio entre los derivados y los subyacentes de las coberturas.

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.

OTROS RIESGOS

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

En relación con las líneas de crédito bajo ley del Estado de Nueva York, suscrita en marzo de 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 exigirlos 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 4.e de los Estados Financieros Consolidados de Enel Chile al 31 de diciembre 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.

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 31 de diciembre de 2025.