

ANÁLISIS RAZONADO
ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DE ENEL GENERACIÓN 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 Generación Chile S.A. alcanzó una utilidad de US\$ 542 millones a diciembre de 2025, equivalente a un incremento de 4,2% respecto al año anterior, debido principalmente a menores costos operacionales y al efecto extraordinario registrado a fines de 2024 por la discontinuación de coberturas contables asociadas a ingresos directamente vinculados a la evolución del dólar de los Estados Unidos de América asociado al cambio de moneda funcional a partir de enero de 2025. A nivel trimestral, el resultado neto registró una utilidad de US\$ 157 millones durante el 4T 2025, lo que se compara favorablemente con los US\$ 52 millones registrados en el 4T 2024, debido en parte al efecto extraordinario registrado a fines de 2024 por la discontinuación de coberturas contables señalado anteriormente.
- Al aislar el efecto extraordinario asociado al cambio de moneda funcional, anunciado en el 4T de 2024, el beneficio neto de la Compañía habría disminuido un 22,0% a diciembre de 2025 respecto de la utilidad neta ajustada de US\$695 millones del año 2024. Al aplicar el mismo criterio a los resultados trimestrales, el beneficio neto habría disminuido un 30,8% respecto a la utilidad neta ajustada de US\$ 227 millones.
- La generación de energía neta disminuyó un 13,3% al totalizar 15.879 GWh a diciembre de 2025 (-2.434 GWh), debido a un menor despacho hidroeléctrico compensado parcialmente por una mayor producción de ciclos combinados. Durante el 4T 2025, la generación neta de la Compañía fue de 3.119 GWh, con una reducción de 31,7% (-1.449 GWh) respecto al 4T 2024, reflejando en gran medida la menor hidrología del año 2025.
- Las ventas físicas de energía totalizaron 31.649 GWh a diciembre de 2025, equivalente a una disminución de 10,1% (-3.575 GWh) respecto a diciembre de 2024, explicada esencialmente 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 10,7% (-952 GWh) al totalizar 7.909 GWh, producto principalmente de menores ventas a clientes regulados y en el mercado spot.

- Dado lo anterior, los ingresos operacionales alcanzaron un total de US\$ 3.181 millones a diciembre de 2025, con un 2,5% de disminución respecto a diciembre de 2024 explicada fundamentalmente por menores ingresos por ventas de energía asociados al efecto extraordinario por el cambio de moneda funcional, compensados en parte por una mayor comercialización de gas en el ejercicio 2025. Durante el 4T 2025, los ingresos operacionales se incrementaron un 40,6% respecto al 4T 2024, al totalizar US\$ 792 millones debido básicamente a la discontinuación de coberturas contables producto del cambio de moneda funcional antes señalado, unido a la mayor comercialización de gas.
- Los costos de aprovisionamientos y servicios registraron un valor de US\$ 2.142 millones a diciembre de 2025, equivalente a una reducción de 9,2% respecto a diciembre de 2024, explicada en gran medida por menores costos por compras de energía y gastos de transporte. Durante el 4T 2025, los costos de aprovisionamientos y servicios crecieron un 6,2% con relación al 4T 2024 al alcanzar un total de US\$ 475 millones, producto principalmente de mayores costos por otros aprovisionamientos variables y servicios asociados en gran medida al mayor costo de venta de gas.
- Como consecuencia de los factores descritos, el EBITDA de la Compañía registró un 15,7% de crecimiento respecto a diciembre de 2024 al totalizar US\$ 887 millones a diciembre de 2025. Al aislar el efecto extraordinario asociado al cambio de moneda funcional el EBITDA de Enel Generación Chile habría disminuido un 11,7%. A nivel trimestral, el EBITDA totalizó US\$ 284 millones en el 4T 2025, lo que se compara positivamente con el monto de US\$ 80 millones registrado en el 4T 2024. Al aislar el efecto extraordinario antes señalado el EBITDA de Enel Generación Chile habría disminuido un 11,0%.
- El resultado financiero pasó de un gasto por US\$ 26 millones a diciembre de 2024 a un gasto por US\$ 68 millones a diciembre de 2025, explicado fundamentalmente por mayores gastos financieros. Durante el 4T 2025, el resultado financiero registró un mayor gasto por US\$ 34 millones respecto al 4T 2024, al alcanzar un total de US\$ 48 millones, también explicados por mayores gastos financieros.

RESUMEN FINANCIERO

- La deuda financiera bruta de la Compañía a diciembre de 2025 disminuyó en US\$ 38 millones respecto a diciembre 2024, totalizando US\$ 491 millones.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL GENERACIÓN CHILE

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025



- El costo promedio de la deuda en diciembre de 2025 aumentó a un 8,0% desde un 7,5% registrado en diciembre de 2024, debido principalmente al pago del bono Yankee de US\$ 400 millones en abril de 2024.
- El efectivo y equivalentes al efectivo de la Compañía registró un valor de US\$ 270 millones a diciembre de 2025.
- La potencia neta total del Grupo Enel Generación Chile asciende a 5.621 MW al 31 de diciembre de 2025, y corresponde en un 65% a energías renovables. Es así como 3.574 MW involucran unidades de generación hidroeléctricas, 1.965 MW a centrales térmicas que operan con gas o petróleo, y 82 MW en unidades de generación eólica.

A continuación, el cuadro resume la información física al 31 de diciembre de 2025 y 2024:

Mercados en que participa	Ventas de Energía (GWh)						Participación de Mercado	
	dic-25	dic-24	Var %	4T 2025	4T 2024	Var %	dic-25	dic-24
Sistema Eléctrico Nacional (SEN)	31.649	35.223	(10,2%)	7.909	8.861	(10,8%)	39,8%	44,0%

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, pero no podrán ser superior al PEC ajustado de acuerdo con el 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 que se produzcan generarán una cuenta por cobrar a favor de los generadores con un límite de US\$ 1.350 millones hasta el 2023. Dicho límite fue alcanzado en enero de 2022. El saldo debe ser recuperado a más tardar el 31 de diciembre de 2027.

Con fecha 14 de septiembre de 2020, la Comisión Nacional de Energía 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 US\$ 1.800 millones, 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 al año y una vigencia hasta el 31 de diciembre de 2032. Todos los saldos generados en exceso al fondo de US\$ 1.350 millones indicado en la Ley N°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 día 30 de abril de 2024, se publicó la Ley N°21.667, que, entre otros aspectos, establece:
- Permitió a las empresas suministradoras no acumular más deuda, puesto que las tarifas para los clientes sometidos a regulación de precios retomarán paulatinamente a 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 aumentó 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 correspondiente al segundo semestre 2024 y, a contar del decreto del primer semestre 2025 se les 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:

A contar del 1 de enero de 2025, Enel Generación 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 Generación Chile al 31 de diciembre de 2024.

Este cambio de moneda funcional se generó sustancialmente por el hecho de que, a contar de 2025, la principal fuente de ingresos de la Compañía 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 Enel Generación Chile hasta el ejercicio 2024.

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 sus ingresos 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\$ 225.626 millones (~US\$ 239 millones) antes de impuestos. Dicho monto fue íntegramente reconocido como menores ingresos al cierre del ejercicio 2024.

Por otra parte, Enel Generación 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 más información, ver nota N°3 de los estados financieros consolidados de Enel Generación Chile al 31 de diciembre de 2025.

I. ANÁLISIS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

1. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

El resultado atribuible a los propietarios de Enel Generación Chile al cierre de diciembre de 2025 fue una utilidad de US\$ 542 millones, lo que representa un incremento de un 4,2% comparado con los US\$ 520 millones de utilidad registrados en el año anterior. Este aumento se explica principalmente por el efecto extraordinario negativo registrado a fines del año 2024 por US\$ 175 millones relacionado con la discontinuación de coberturas contables asociados a ingresos directamente vinculados a la evolución de US dólar, como consecuencia del cambio de moneda funcional.

En cuanto al 4T 2025, el resultado atribuible a los accionistas de Enel Generación Chile registro una utilidad de US\$ 157 millones, lo que representa un incremento de US\$ 105 millones respecto a los US\$ 52 millones registrados en el año 2024, lo cual también responde al efecto extraordinario antes indicado.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL GENERACIÓN CHILE

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025



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

ESTADO DE RESULTADO CONSOLIDADO (en millones de US\$)	Cifras Acumuladas					Cifras Trimestrales				
	dic-25	dic-24	Re- expresado (1)	Variación	Var %	dic-25	dic-24	Re- expresado (1)	Variación	Var %
Ingresos	3.181	3.263		(82)	(2,5%)	792	563		229	40,6%
Ingresos ordinarios	3.073	3.192		(118)	(3,7%)	764	540		225	41,6%
Otros ingresos de explotación	108	72		36	50,7%	28	24		4	18,1%
Aprovisionamientos y Servicios	(2.142)	(2.361)		218	(9,2%)	(475)	(448)		(28)	6,2%
Compras de energía	(1.300)	(1.454)		154	(10,6%)	(350)	(335)		(15)	4,5%
Consumo de combustible	(377)	(355)		(22)	6,2%	(58)	(54)		(4)	7,4%
Gastos de transporte	(251)	(324)		73	(22,5%)	(32)	(53)		21	(39,6%)
Otros aprovisionamientos y servicios	(215)	(228)		13	(5,7%)	(36)	(6)		(30)	501,5%
Margen de Contribución	1.039	903		136	15,1%	317	116		201	173,5%
Trabajos para el inmovilizado	8	7		1	13,0%	3	2		1	40,9%
Gastos de personal	(59)	(53)		(7)	12,9%	(14)	(15)		0	(1,5%)
Otros gastos por naturaleza	(101)	(91)		(9)	10,4%	(22)	(23)		2	(6,5%)
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	887	766		121	15,7%	284	80		204	253,2%
Depreciación y amortización	(84)	(67)		(17)	25,3%	(26)	(17)		(9)	51,8%
Pérdidas por deterioro (reversiones)	(1)	-		(1)	100,0%	0	-		0	100,0%
Pérdidas por Deterioro (Reversiones) por aplicación de NIIF 9	0	(0)		0	0,0%	0	(0)		0	(100,0%)
Resultado de Explotación (EBIT)	802	699		103	14,8%	258	63		195	310,8%
Resultado Financiero	(68)	(26)		(42)	165,0%	(48)	(14)		(34)	252,1%
Ingresos financieros	38	39		(2)	(3,9%)	8	8		(1)	100,0%
Gastos financieros	(117)	(42)		(76)	181,8%	(63)	(7)		(57)	858,4%
Resultados por unidades de reajuste	11	17		(5)	(32,6%)	1	(0)		2	(1083,5%)
Diferencia de cambio	0	(40)		40	(100,6%)	6	(15)		21	(140,9%)
Otros Resultados distintos de la Operación	20	10		10	101,6%	8	2		6	315,7%
Sociedades contabilizadas por método de participación	14	10		5	45,8%	4	2		2,55	132,0%
Otras Ganancias	6	-		6	0,0%	4	-		4	0,0%
Resultado Antes de Impuestos	754	683		71	10,4%	218	51		167	326,5%
Impuesto sobre sociedades	(202)	(150)		(52)	34,3%	(58)	5		(63)	(1328,6%)
Resultado del Periodo	552	533		19	3,7%	160	56		104	187,0%
Resultado atribuible a los propietarios de la controladora	542	520		22	4,2%	157	52		105	200,5%
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	10	13		(2)	(18,1%)	3	4		(0)	(7,8%)
(Pérdida) Utilidad por acción US\$ (2)	0,07	0,06		0,00	4,2%	0,02	0,01		0,01	200,5%

(1) A contar de 2025, Enel Generación 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 trimestre 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 periodo (\$ 943,74 CLP/US\$). Para más información ver nota N°3 de los estados financieros consolidados de Enel Generación 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 8.201.754.580

RESULTADO DE EXPLOTACIÓN

Al 31 de diciembre de 2025, el EBITDA de la Compañía aumentó en US\$ 121 millones y totalizó una utilidad de US\$ 887 millones, en tanto que el resultado de explotación aumentó en US\$ 103 millones a diciembre de 2025, totalizando una utilidad por US\$ 802 millones. Ambos incrementos se explican principalmente por el efecto negativo extraordinario de US\$ 239 millones asociado al cambio de moneda funcional reconocido en 2024. Al excluir dicho efecto, el EBITDA y el resultado de explotación de Enel Generación Chile habrían disminuido un 11,7% y un 14,5% respectivamente.

Los ingresos de explotación fueron de US\$ 3.181 millones, reflejando una disminución de US\$ 82 millones, equivalente a un 2,5% comparado con el año anterior, que se explica fundamentalmente por lo siguiente:

- > **Menores ventas de energía por US\$ 191 millones**, debido a; (i) menores ventas físicas por US\$ 330 millones, correspondientes a -3.575 GWh, explicado por menores ventas físicas a clientes regulados (-3.034 GWh), menores ventas físicas en el mercado spot (-411 GWh) y por menores ventas a clientes libres (-130 GWh) y; (ii) un efecto negativo por US\$ 225 millones por menor precio medio de venta. Lo anterior fue parcialmente compensado por el efecto positivo de US\$ 364 millones por pérdidas reconocidas a fines del año 2024 asociadas al 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 a partir de enero 2025.
- > **Mayores otras ventas por US\$ 68 millones**, explicado por un aumento en los resultados provenientes de la comercialización en la venta de gas.
- > **Mayores otros ingresos de explotación por US\$ 36 millones**, explicado principalmente por; (i) mayores ingresos por seguros por US\$ 50 millones y; (ii) un mayor ingreso por cobro de boleta de garantía asociado a un acuerdo de término de contrato con proveedores por US\$ 6 millones. Lo anterior fue parcialmente compensado por i) menores ingresos adicionales por US\$ 12 millones, generados por una optimización de términos comerciales considerados en contratos con proveedores de energía en 2024; ii) un menor ingreso por concepto de incentivos asociados a la obtención de permisos ambientales incluidos en contratos con clientes por US\$ 3 millones en 2024 y; (iii) un menor ingreso por arriendo por US\$ 3 millones.

En lo que respecta al 4T de 2025, los ingresos de explotación alcanzaron los US\$ 792 millones, lo que representa un aumento de US\$ 229 millones (o un 40,6%) respecto al mismo trimestre del año anterior, donde alcanzó los US\$ 563 millones. La variación se debe principalmente a:

- > **Mayores ventas de energía por US\$ 138 millones**, se origina principalmente por el efecto positivo de US\$ 282 millones por pérdidas reconocidas a fines del año 2024 asociadas al efecto extraordinario por la discontinuación de coberturas contables producto del cambio de moneda funcional a partir de enero 2025. Lo anterior fue parcialmente compensado por; (i) menores ventas físicas por US\$ 89 millones, correspondientes a -952 GWh, explicado por menores ventas físicas a clientes regulados (-600 GWh), menores ventas físicas en el mercado spot (-215 GWh) y por menores ventas a clientes libres (-137 GWh) y; (ii) un efecto negativo por US\$ 55 millones por menor precio medio de venta.
- > **Mayores otras ventas por US\$ 85 millones**, explicado por un aumento en los resultados provenientes de la venta de gas.

Los costos por aprovisionamientos y servicios disminuyeron en US\$ 218 millones, equivalente a un 9,2%, que se explican por:

- > **Menores compras de energía por US\$ 154 millones**, que se explican fundamentalmente por menores compras físicas equivalentes a -1.141 GWh.
- > **Menores gastos de transporte por US\$ 73 millones**, explicado 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 y servicios por US\$ 13 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 parcialmente compensado por un mayor costo de venta en la comercialización de gas por US\$ 2 millones.
- > **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 consumo de petróleo por US\$ 2 millones y; (ii) un menor costo por operaciones de cobertura de commodities por US\$ 11 millones.

Para el 4T de 2025, los costos por aprovisionamientos y servicios totalizaron US\$ 475 millones, lo que representa un aumento de US\$ 28 millones, equivalente a un 6,2%, respecto al mismo trimestre del año anterior en donde se alcanzó los US\$ 448 millones. La variación se explica principalmente por:

- > **Mayores compras de energía por US\$ 15 millones**, que se explican fundamentalmente por una mayor compra física de 497 GWh.
- > **Menores gastos de transporte por US\$ 21 millones**, explicado por; (i) un menor costo de regasificación y transporte de gas por US\$ 8 millones y; (ii) un menor gasto en peajes por US\$ 13 millones.
- > **Mayores otros costos de aprovisionamientos y servicios por US\$ 30 millones**, explicado principalmente por un mayor costo de venta en la comercialización de gas por US\$ 32 millones.
- > **Mayores costos por consumo de combustible por US\$ 4 millones**, explicado por mayor consumo de gas por US\$ 10 millones, efecto que fue compensado 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.

Los **gastos de personal (neto de trabajos para el inmovilizado)** alcanzaron los US\$ 51 millones al 31 de diciembre de 2025, lo que representa un aumento de US\$ 6 millones respecto al ejercicio 2024 y se explica por; (i) 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. Lo anterior parcialmente compensado por disminución de otros beneficios al personal por US\$ 1 millón.

Para el 4T de 2025, los **gastos de personal (neto de trabajos para el inmovilizado)** se incrementaron en US\$ 2 millones, que se explica por una mayor activación de mano de obra asociada a proyectos en construcción.

Los **otros gastos por naturaleza** aumentaron en US\$ 9 millones, principalmente por; (i) mayor gasto de servicios de mantención y reparación por US\$ 3 millones; (ii) mayor gasto por servicios técnicos y de administración por US\$ 2 millones y; (iii) un mayor costo de servicios entre empresas del Grupo por US\$ 3 millones.

Para el 4T de 2025, los **otros gastos por naturaleza** disminuyeron en US\$ 2 millones que se explica principalmente por un menor costo en servicios de mantención y reparación.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL GENERACIÓN CHILE

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025



A continuación, se muestra los ingresos, costos y resultados de explotación al 31 de diciembre de 2025 y 2024:

	Cifras Acumuladas (en millones de US\$)					
	dic-25			dic-24		
	Ingresos Operacionales	Costos Operacionales	Resultado de Explotación	Ingresos Operacionales	Costos Operacionales	Resultado de Explotación
Enel Generación Chile S.A.	3.034	(2.419)	615	3.138	(2.670)	468
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	210	(24)	187	264	(33)	231
Ajustes de consolidación subsidiaria	(64)	64	0	(139)	139	-
Total Consolidado	3.181	(2.379)	802	3.263	(2.564)	699

	Cifras Trimestrales (en millones de US\$)					
	dic-25			dic-24		
	Ingresos Operacionales	Costos Operacionales	Resultado de Explotación	Ingresos Operacionales	Costos Operacionales	Resultado de Explotación
Enel Generación Chile S.A.	756	(549)	207	529	(525)	3
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	55	(5)	51	65	(6)	59
Ajustes de consolidación subsidiaria	(20)	20	0	(31)	31	-
Total Consolidado	792	(534)	258	563	(500)	63

La venta de energía de Enel Generación Chile y su subsidiaria, para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2025 y 2024, se muestran a continuación:

(en millones de US\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	dic-25	dic-24	Variación	Var %	dic-25	dic-24	Variación	Var %
Cientes Regulados	1.063	1.502	(439)	(29,2%)	261	330	(69)	(21,0%)
Cientes no Regulados	1.524	1.325	199	15,0%	425	166	259	156,2%
Ventas de Mercado Spot	171	122	49	40,0%	(20)	32	(52)	(163,3%)
Total Venta de Energía	2.758	2.949	(191)	(6,5%)	666	528	138	26,1%

RESULTADO NO OPERACIONAL

A continuación, se presenta un resumen del resultado no operacional al 31 de diciembre de 2025 y 2024:

RESULTADOS NO OPERACIONALES (en millones de US\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	dic-25	dic-24	Variación	%	dic-25	dic-24	Variación	%
Ingresos financieros	38	39	(2)	(3.9%)	8	8	(1)	100.0%
Gastos financieros	(117)	(42)	(76)	181.8%	(63)	(7)	(57)	858.4%
Resultados por unidades de reajuste	11	17	(5)	(32.6%)	1	(0)	2	(1083.5%)
Diferencia de cambio	0	(40)	40	(100.6%)	6	(15)	21	(140.9%)
Total Resultado Financiero	(68)	(26)	(42)	165.0%	(48)	(14)	(34)	252.1%
Sociedades contabilizadas por método de participación	14	10	5	45.8%	4	2	3	132.0%
Otras Ganancias	6	-	6	0.0%	4	-	4	0.0%
Total Otros Resultados Distintos de la Operación	20	10	10	101.6%	8	2	6	315.7%
Resultado Antes de Impuesto	754	683	71	10.4%	218	51	167	326.5%
Impuesto sobre Sociedades	(202)	(150)	(52)	34.3%	(58)	5	(63)	(1328.6%)
Resultado del Periodo	552	533	19	3.7%	160	56	104	187.0%
Atribuible a los propietarios de la controladora	542	520	22	4.2%	157	52	105	200.5%
Atribuible a participaciones no controladoras	10	13	(2)	(18.1%)	3	4	(0)	(7.9%)

Resultado Financiero:

Al 31 de diciembre de 2025 el resultado financiero alcanzó una pérdida de US\$ 68 millones, lo que representa una variación negativa de US\$ 42 millones respecto al período anterior. Estos resultados están principalmente explicados por:

Menores ingresos financieros por US\$ 2 millones, que se explican principalmente por: (i) menores intereses generados por cuentas por cobrar a compañías de Distribución Eléctrica por US\$ 12 millones, producto de postergaciones en la fecha de emisión de los correspondientes decretos tarifarios y menores ingresos asociados a intereses que genera la caja remunerada por US\$ 1 millón. Lo anterior compensado por mayores intereses generados por los fondos invertidos a través del Contrato de Caja Centralizada con Enel Chile S.A. por US\$ 7 millones y mayores ingresos financieros producto de intereses que genera la aplicación de la Ley de estabilización tarifaria por US\$ 5 millones.

Durante el 4T de 2025, los ingresos financieros disminuyeron en US\$ 1 millón respecto a igual trimestre del año anterior, explicados principalmente menores ingresos financieros producto de intereses que genera la aplicación de la Ley de estabilización tarifaria por US\$ 1 millón y menores ingresos asociados a intereses que genera la caja remunerada por US\$1 millón. Lo anterior compensado por mayores intereses generados por los fondos invertidos a través del Contrato de Caja Centralizada con Enel Chile S.A. por US 1 millón.

Mayores gastos financieros por US\$ 76 millones, que se explican principalmente por una menor capitalización de intereses asociada al proyecto Los Cóndores por US\$ 58 millones y mayores gastos financieros por US\$ 41 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 anteriores¹. Lo anterior, compensado por (i) menores intereses asociados a bonos por US\$ 8 millones principalmente por pago realizado en agosto de 2024 por US\$ 400 millones; (ii) menores gastos financieros por intereses provenientes del contrato de caja centralizada con Enel Chile S.A. por US\$ 13 millones y (iii) menores gastos y comisiones bancarias por US\$ 2 millones.

Durante el 4T de 2025, los gastos financieros aumentaron en US\$ 57 millones respecto a igual trimestre del año anterior, principalmente explicados por una menor capitalización de intereses asociada al proyecto Los Cóndores por US\$ 16 millones, y por mayores gastos financieros por US\$ 41 millones que se originaron por el ajuste metodológico de la CNE antes señalado.

Menor utilidad por unidades de reajuste por US\$ 5 millones, principalmente explicada por una menor utilidad en impuestos por recuperar por US\$ 6 millones, compensado por menores efectos positivos por reajuste de cuentas comerciales por cobrar por US\$ 1 millón.

Durante el 4T de 2025, el resultado por unidades de reajustes tuvo una mayor utilidad de US\$ 2 millones respecto a igual trimestre del año anterior, explicados principalmente por menores efectos negativos por reajuste de cuentas comerciales por cobrar por US\$ 9 millones, que corresponden a intereses generados por cuentas por cobrar a compañías de Distribución Eléctrica, producto de postergaciones en la fecha de emisión de los correspondientes decretos tarifarios. Lo anterior compensado por una menor utilidad en impuestos por recuperar por US\$ 7 millones.

¹ La inconsistencia metodológica está relacionada 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.

Menor pérdida por diferencias de cambio por US\$ 40 millones, explicada principalmente por; (i) mayor utilidad neta por US\$ 9 millones asociadas a las cuentas por cobrar y pagar en moneda extranjera y; (ii) una menor diferencia de cambio negativa por deuda financiera e instrumentos derivados por US\$ 32 millones.

Durante el 4T de 2025, el resultado por diferencia de cambio tuvo una mayor utilidad de US\$ 21 millones respecto a igual trimestre del año anterior, explicada principalmente por efecto positivo por US\$ 30 millones por mayor diferencia de cambio negativa generada en el año 2024 por deuda financiera e instrumentos derivados. Lo anterior parcialmente compensado por mayor diferencia de cambio negativa del efectivo y equivalentes al efectivo por US\$ 3 millones.

Otros resultados distintos de la operación:

Sociedades contabilizadas por método de participación

El resultado sobre sociedades contabilizadas por método de participación presentó una variación positiva por US\$ 5 millones durante el período 2025, que corresponde a una mayor utilidad de nuestra asociada GNL Chile S.A.

Durante el 4T de 2025, el resultado sobre sociedades contabilizadas por método de participación tuvo una variación positiva de US\$ 3 millones, y corresponde a una mayor utilidad de nuestra asociada GNL Chile S.A.

Impuesto sobre Sociedades

El Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades ascendió a US\$ 202 millones de gasto, lo que representa un mayor gasto de US\$ 52 millones, respecto a igual período del año anterior. Esta variación se explica principalmente por; (i) un mayor gasto por impuesto de US\$ 28 millones, producto de un mayor resultado de Explotación (EBIT) y; (ii) menores ingresos por impuesto de US\$ 26 millones, producto de la eliminación de la corrección monetaria tributaria, debido al cambio de moneda contable desde pesos chilenos a dólares de los Estados Unidos de América, a contar del año 2025.

Durante el 4T, el Impuesto Sobre Sociedades ascendió a US\$ 58 millones de gasto, lo que representa un mayor gasto de US\$ 63 millones, respecto a igual período del año anterior. Esta variación se explica principalmente por; (i) un mayor gasto por impuesto de US\$ 54 millones, producto de un mayor resultado operacional y; (ii) a menores ingresos por impuesto de US\$ 8 millones, producto de la eliminación de la corrección monetaria tributaria, debido al cambio de moneda contable desde pesos chilenos a dólares de los Estados Unidos de América, a contar de 2025.

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Los Activos Totales de la Compañía disminuyeron en US\$ 256 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	1.592	1.812	(220)	(12,1%)
Activos No Corrientes	2.976	3.013	(37)	(1,2%)
Total Activos	4.569	4.825	(256)	(5,3%)

Los Activos Corrientes presentaron una disminución de US\$ 220 millones al 31 de diciembre de 2025 y las variaciones de los principales rubros se resumen como sigue:

- **Disminución en Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes por US\$ 311 millones**, explicado por una disminución en la cuenta por cobrar a clientes comerciales por; (i) US\$ 252 millones, dada por el efecto neto de; (a) una disminución de US\$ 235 millones producto de las ventas de las cuentas por cobrar; (b) una disminución por efecto de la facturación del Decreto 14T por la suma de US\$ 38 millones, compensado por (c) un aumento de US\$ 21 millones generadas en el periodo, como consecuencia de la aplicación de la Ley N°21.472, y (ii) una disminución de US\$ 101 millones de cuentas por cobrar derivadas del ciclo ordinario de facturación y cobranza. Lo anterior parcialmente compensado por un mayor saldo por indemnizaciones por cobrar por US\$ 42 millones.

- **Aumento en Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes por US\$ 73 millones**, principalmente por; (i) un mayor saldo en fondos invertidos a través del Contrato de Caja Centralizada con Enel Chile S.A. por US\$ 53 millones; (ii) un mayor saldo por cobrar a GNL Chile S.A. por US\$ 7 millones correspondiente a anticipos por compra de gas; (iii) un mayor saldo por cobrar a Enel Distribución Chile S.A. por US\$ 9 millones por concepto de venta de energía y; (iv) una mayor cuenta por cobrar por concepto de operaciones de derivados de commodities a Enel Global Trading por US\$ 3 millones.
- **Aumento de Otros activos no financieros corrientes por US\$ 15 millones**, explicado por un mayor IVA crédito fiscal por US\$ 17 millones y compensado parcialmente por un menor saldo de gastos pagados por anticipado por US\$ 2 millones.

Los Activos No Corrientes disminuyeron en US\$ 37 millones respecto del saldo al 31 de diciembre de 2024. Las variaciones de los principales rubros se describen como sigue:

- **Disminución de Otros activos no financieros no corrientes por US\$ 99 millones**, explicado principalmente por; (i) un menor IVA crédito fiscal por US\$ 81 millones y; (ii) un menor crédito por Derechos de Agua por US\$ 18 millones.
- **Disminución en Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes por US\$ 77 millones**, producto de una menor cuenta por cobrar por efecto de la publicación de la Ley de Estabilización Tarifaria con Enel Distribución Chile.
- **Aumento en Otros activos financieros no corrientes por US\$ 19 millones**, correspondiente a instrumentos de derivados de cobertura.
- **Aumento de Propiedades, planta y equipo por US\$ 120 millones**, que corresponde principalmente a un aumento de las obras en curso por US\$ 195 millones, compensado parcialmente por la depreciación del ejercicio por US\$ 71 millones.

Los Pasivos Totales de la Compañía al 31 de diciembre de 2025, incluido el Patrimonio, disminuyeron en US\$ 256 millones comparado con el total de pasivos y patrimonio al 31 de diciembre de 2024.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL GENERACIÓN CHILE

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025



PASIVOS Y PATRIMONIO (en millones de US\$)	dic-25	dic-24	Variación	Var %
Pasivo Corriente	1.133	1.186	(53)	(4,5%)
Pasivo No corriente	650	891	(241)	(27,0%)
Patrimonio Total	2.785	2.747	38	1,4%
<i>Atribuible a los propietarios de la controladora</i>	2.774	2.735	39	1,4%
<i>Participaciones no controladoras</i>	11	12	(1)	(7,5%)
Total Patrimonio y Pasivos	4.569	4.825	(256)	(5,3%)

Los Pasivos Corrientes presentaron una disminución de US\$ 53 millones y las variaciones de los principales rubros se resumen como sigue:

- **Disminución en Otros pasivos financieros corrientes por US\$ 16 millones**, explicado por una disminución en pasivos por derivados de cobertura por US\$ 22 millones, compensado por un aumento en deuda en bonos por US\$ 6 millón, dada por (i) pago de intereses de deuda en bonos por US\$ 35 millones, compensado por (ii) devengo de intereses de deudas en bonos por US\$ 35 millones y (iii) reajuste de bonos en U.F. por US\$ 6 millones.
- **Disminución de Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes por US\$ 154 millones**, principalmente por (i) una disminución en cuenta por pagar a proveedores de compra de energía y combustible por US\$ 65 millones y; (ii) un menor saldo por pagar a acreedores de bienes y servicios e inmovilizado por US\$ 102 millones. Lo anterior parcialmente compensado por mayores otras cuentas por pagar varias por US\$ 14 millones.
- **Disminución de Pasivos por impuestos corrientes por US\$ 87 millones**, por concepto de impuesto a la renta.
- **Disminución de Otros pasivos no financieros corrientes por US\$ 5 millones**, que corresponde a un menor saldo de Iva debito fiscal por US\$ 2 millones y un menor saldo por ingresos diferidos por US\$ 3 millones.
- **Aumento de Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes por US\$ 209 millones**, principalmente por; (i) un mayor saldo por pagar a Enel Chile S.A. por US\$ 14 millones por concepto de dividendos; (ii) US\$ 180 millones por mayor reclasificación al corto plazo del contrato de caja centralizada con Enel Chile; (iii) mayor cuenta por pagar a Enel Global Trading S.p.A. por concepto de derivados de commodities por US\$ 6 millones y; (iv) un mayor saldo por pagar a GNL Chile S.A. por US\$ 4 millones por concepto de compra de gas.

Los Pasivos No Corrientes presentan una disminución de US\$ 241 millones al 31 de diciembre de 2025, y se explica principalmente por lo siguiente:

- **Disminución en Otros pasivos financieros no corrientes por US\$ 28 millones**, explicado por una disminución en deuda en bonos por US\$ 26 millones, que corresponde al traspaso al pasivo corriente para amortizar cuotas por US\$ 47 millones, compensado por el reajuste de bonos en U.F. por US\$ 21 millones. Adicionalmente hubo una disminución en pasivos por derivados de cobertura por US\$ 2 millones.
- **Disminución Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes por US\$ 180 millones**, explicado por una disminución asociado del contrato de caja centralizada con Enel Chile, que se extingue en diciembre de 2026.
- **Disminución de Otras provisiones no corrientes por US\$ 11 millones**, principalmente por pagos asociados a los procesos de desmantelamientos de las centrales Bocamina y Tarapacá por US\$ 21 millones, lo anterior parcialmente compensado por un incremento de US\$ 8 millones asociado a la actualización de las provisiones del resto de las centrales que serán desmanteladas en el largo plazo.
- **Disminución de Otros pasivos no financieros no corrientes por US\$ 21 millones**, correspondiente a ingresos diferidos.

El Patrimonio Total ascendió a US\$ 2.785 millones al 31 de diciembre de 2025.

El Patrimonio atribuible a los propietarios de Enel Generación Chile fue de US\$ 2.774 millones, presentando un aumento de US\$ 39 millones, que se explica principalmente por el (i) resultado positivo del ejercicio por US\$ 542 millones, compensado en parte por (ii) resultados integrales negativos por US\$ 10 millones y (iii) pago de dividendos por US\$ 495 millones.

El Patrimonio atribuible a las participaciones no controladoras, fue de US\$ 11 millones, presentando una variación negativa de US\$ 1 millón respecto del saldo al 31 de diciembre de 2024, explicado por el pago de dividendos por US\$ 11 millones, compensado por el resultado positivo del ejercicio por US\$ 10 millones.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL GENERACIÓN CHILE

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025



Evolución de los principales indicadores financieros

INDICADOR FINANCIERO		UNIDAD	dic-25	dic-24	Variación	Variación %
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	1,41	1,53	(0,12)	(7,8%)
	Razón Ácida (2)	Veces	1,36	1,48	(0,12)	(8,1%)
	Capital de Trabajo	MMUS\$	458,990	686,75	(228)	(33,2%)
Endeudamiento	Razón de endeudamiento (3)	Veces	0,64	0,76	(0,12)	(15,8%)
	Deuda Corto Plazo (4)	%	63,5%	57,1%	6,4%	11,3%
	Deuda Largo Plazo (5)	%	36,5%	42,9%	(6,4%)	(15,0%)
	Cobertura Costos Financieros (6)	Veces	8,40	11,79	(3,39)	(28,8%)
Rentabilidad	Resultado explotación/Ingreso explotación	%	25,2%	21,4%	3,8%	17,7%
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE) (7)	%	19,7%	19,4%	0,3%	1,6%
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA) (8)	%	11,8%	10,7%	1,1%	10,4%

(1) Corresponde a la razón entre (i) Activos Corrientes y (ii) Pasivos Corrientes.
(2) Corresponde a la razón entre (i) Activos Corrientes neto de Inventarios y Gastos Anticipados y (ii) Pasivos Corrientes.
(3) Corresponde a la razón entre (i) Total Pasivos y (ii) Patrimonio Total.
(4) Corresponde a la proporción del (i) Pasivo Corriente en relación a (ii) Total Pasivos.
(5) Corresponde a la proporción del (i) Pasivo No Corriente en relación a (ii) Total Pasivos.
(6) Corresponde a la razón entre (i) el Resultado Bruto de Explotación y (ii) Resultado financiero neto de Ingresos financieros.
(7) Corresponde a la razón entre (i) la ganancia del ejercicio atribuible a los propietarios de la controladora 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) la ganancia total del ejercicio y (ii) el promedio del total de activos al inicio y al final del ejercicio.

- > **La liquidez corriente** al 31 de diciembre de 2025 alcanzó 1,41 veces, presentando una disminución de 7,8% respecto a diciembre de 2024. Esta disminución se debe principalmente a una disminución del rubro de Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes.
- > **La razón ácida** al 31 de diciembre de 2025 alcanzó 1,36 veces, presentando una disminución de 8,1% con respecto al 31 de diciembre de 2024. Esta disminución se debe principalmente a una disminución del rubro de Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes.
- > **El capital de trabajo** al 31 de diciembre de 2025 fue de US\$ 459 millones, presentando una disminución de US\$ 166 millones respecto a diciembre de 2024, principalmente por una disminución del rubro Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes.
- > **La razón de endeudamiento** se sitúa en 0,64 veces, un 15,8% menor a diciembre de 2024, lo que indica que Enel Generación Chile tiene un grado de compromiso de su patrimonio de 0,64 veces para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025.

- > **La cobertura de costos financieros** al 31 de diciembre de 2025 fue de 8,4 veces, lo que indica la capacidad de cubrir los gastos financieros con el EBITDA generado en el período. Este índice presentó una disminución de 28,8% explicado principalmente por un mayor EBITDA registrado en 2025 respecto del 2024, el cual no fue suficiente para contrarrestar el efecto del mayor gasto financiero reconocido por la corrección de una inconsistencia metodológica de la CNE, relacionada con el procedimiento de actualización financiera de cuentas por cobrar pendientes de facturación provenientes de ejercicios anteriores.
- > **El índice de rentabilidad** alcanzó un 25,2% superior en 3,8 puntos base a la rentabilidad del 21, 4% alcanzado en el año 2024, este incremento se debe principalmente al reconocimiento de una pérdida extraordinaria en el año 2024 de pérdidas por coberturas por cambio de moneda funcional. Aislado el efecto antes mencionado en el año 2024 el índice de rentabilidad para ese año hubiese alcanzado a un 28,7%, con lo cual la variación para el presente año sería una disminución de 3,5 puntos base.
- > **La rentabilidad del patrimonio** de los propietarios de la controladora alcanzó un 19,7% superior en 0,3 puntos base a los 19,4% alcanzados en el año 2024, este incremento considera para el año 2024 un efecto extraordinario por reconocimiento de pérdidas por coberturas por cambio de moneda funcional. Aislado el efecto antes mencionado en el año 2024 el índice de rentabilidad del patrimonio de los propietarios de la controladora habría alcanzado un 25,9%, con lo cual la variación con respecto al año actual hubiese sido una disminución de 6,2 puntos base.
- > **La rentabilidad de los activos** alcanzó un 11,8% superior en 1,1 puntos base a la rentabilidad del 10,7% alcanzado en el año 2024, este incremento se debe principalmente al reconocimiento de una pérdida extraordinaria en el año 2024 de pérdidas por coberturas por cambio de moneda funcional. Aislado el efecto antes mencionado en el año 2024 el índice de rentabilidad del activo anualizada hubiese alcanzado a un 14,1%, con lo cual la variación para el presente año sería una disminución de 2,3 puntos base.

3. PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO

El Grupo Enel Generación Chile generó un flujo de efectivo neto positivo de US\$ 3 millones por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025, lo que representa una variación negativa de US\$ 52 millones con respecto al año anterior. Las principales variables por flujos de actividades de la operación, inversión y financiamiento, que explican esta disminución en los flujos de efectivo, se describen a continuación:

FLUJOS DE EFECTIVO (en millones de US\$)	dic-25	dic-24	Variación	Var %
Flujo de Operación	838	1.244	(406)	(32,7%)
Flujo de Inversión	(252)	(348)	96	(27,6%)
Flujo de Financiamiento	(582)	(841)	259	(30,7%)
Flujo neto del periodo	3	55	(52)	(93,9%)

Las actividades de operación generaron un flujo positivo de US\$ 838 millones, lo que representa una disminución de US\$ 406 millones respecto al 31 de diciembre de 2024. Este flujo está compuesto principalmente por cobros por venta de bienes y prestación de servicios por US\$ 4.142 millones, compensado en parte por pagos a proveedores por suministro de bienes y servicios por US\$ 2.881 millones, por pagos a y por cuenta de los empleados por US\$ 57 millones, por pagos de impuestos por US\$ 267 millones y otros pagos por actividades de operación por US\$ 95 millones.

Las actividades de inversión generaron un flujo negativo de US\$ 252 millones, que se explica principalmente por fondos invertidos por US\$ 53 millones mediante el Contrato de Caja Centralizada, incorporaciones de propiedades, planta y equipo por US\$ 202 millones, incorporaciones de activos intangibles por US\$ 28 millones, compensado en parte por intereses recibidos por US\$ 24 millones.

Las actividades de financiamiento generaron un flujo negativo de US\$ 582 millones. Este flujo está originado principalmente por dividendos pagados por US\$ 495 millones, intereses pagados por US\$ 46 millones y pago de préstamos por US\$ 47 millones.

A continuación, se presentan los desembolsos por incorporación de Propiedades, Planta y Equipo y su depreciación, para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2025 y 2024:

Información Propiedades, Planta y Equipo (en millones de US\$)				
EMPRESA	Desembolsos por incorporación de Propiedades, Planta y Equipo		Depreciación	
	dic-25	dic-24	dic-25	dic-24
Enel Generación Chile	200	166	64	49
Pehuenche	2	4	7	7
Total Consolidado	202	170	71	57

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

Las empresas del Grupo Enel Generación 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 Generación 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 Generación 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 Generación 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 38 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 actuando como la primera línea; Control de Riesgos y Unidades de Compliance 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 Generación 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.

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

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

Posición bruta:

	dic-25	dic-24
Tasa interés fijo y/o protegida	99%	100%

Este ratio considera sólo operaciones de deuda con terceros, si hubiese.

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, se contempla 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 de 2025, la gestión del riesgo de tipo de cambio continuó en el contexto del cumplimiento de la política de gestión de riesgos mencionada anteriormente, sin dificultad para acceder al mercado de derivados.

Durante el ejercicio 2024, el Directorio de Enel Generación Chile acordó aprobar el cambio de moneda funcional de la Compañía, 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 el Grupo Enel Generación Chile.

Este cambio, que se realizó en cumplimiento de las Normas Internacionales de Información Financiera, surge sustancialmente como consecuencia de que, a contar de 2025, la principal fuente de ingreso de la Compañía tiene su origen en el

segmento de clientes libres, los que, considerando los ciclos de facturación y cobro, originan una exposición al riesgo de tipo de cambio sustancialmente menor en comparación al segmento de clientes regulados (ver nota 3).

Riesgo de commodities

El Grupo Enel Generación 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, la posición de coberturas de la compañía se concentra en gas Henry Hub y carbón. En gas Henry Hub, se mantienen coberturas activas por 30 Tbtu, correspondientes a posiciones de compra, y 9 Tbtu en posiciones de venta. Por su parte, en carbón se registraban obligaciones de liquidación por 27 kTon, asociadas a contratos de venta. A la misma fecha, no existían coberturas vigentes en petróleo Brent. Al 31 de diciembre de 2024 se mantiene 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 ejercicio 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 19 y 22.

Al 31 de diciembre de 2025, el Grupo Enel Generación Chile presenta una liquidez de US\$ 269 millones en efectivo y medios equivalentes. Al 31 de diciembre de 2024, el Grupo Enel Generación Chile presenta una liquidez de US\$ 267 millones en efectivo y otros medios equivalentes; y al 1 de enero de 2024, el Grupo Enel Generación Chile tenía una liquidez de US\$ 243 millones en efectivo y otros medios equivalentes.

Riesgo de crédito

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

Cuentas por cobrar comerciales:

En lo referente al riesgo de crédito 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.

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

A partir del 1 de enero de 2025, la Compañía adoptó el dólar de los Estados Unidos de América como moneda funcional, en línea con sus principales flujos, tales como ingresos y costos. En consecuencia, la exposición al riesgo de tipo de cambio se localiza sobre aquellas partidas denominadas en moneda distinta a la divisa estadounidense.

Para mitigar este riesgo, la Compañía minimiza el descalce entre activos y pasivos denominados en divisas distintas al dólar de los Estados Unidos de América, y en caso de ser necesario, podría recurrir a contratos de cobertura, lo que reduciría significativamente la exposición neta.

Con el objetivo de monitorear este riesgo y acotar la volatilidad del estado de resultados, el Grupo Enel Generación 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 aproximadamente US\$9 millones.

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 muestra que, como Enel Generación Chile tiene el 99% de su deuda en tasa fija, esta empresa no tendría efectos relevantes en caso de variaciones de tasa de interés.

III. VALOR LIBRO Y VALOR ECONOMICO DE LOS ACTIVOS

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

Las propiedades, planta y equipo se valoran a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado. Las propiedades, planta y equipo, neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecia 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 (menor valor de inversiones o fondos de comercio) 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.b de los Estados Financieros).

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 ejercicio.

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 y N°4 de los Estados Financieros Consolidados.