

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL GENERACIÓN CHILE

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DE ENEL GENERACIÓN CHILE

AL 30 DE SEPTIEMBRE 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\$ 385 millones a septiembre de 2025, un 17,7% inferior a septiembre de 2024, debido principalmente a un menor resultado operacional. A nivel trimestral, el resultado neto registró una utilidad de US\$ 132 millones durante el 3T 2025, equivalente a una disminución de US\$ 78 millones respecto al 3T 2024.
- La generación de energía neta disminuyó un 7,2% al totalizar 12.760 GWh a septiembre de 2025 (-985 GWh), debido a un menor despacho hidroeléctrico compensado parcialmente por una mayor producción de ciclos combinados. Durante el 3T 2025, la generación neta de la Compañía fue de 4.040 GWh, con una reducción de 16,5% (-800 GWh) respecto al 3T 2024, reflejando en gran medida la menor hidrología del año en curso.
- Las ventas físicas de energía totalizaron 23.739 GWh a septiembre de 2025, equivalente a una disminución de 10,0% (-2.623 GWh) respecto a septiembre de 2024, explicada esencialmente por menores ventas a clientes regulados debido al vencimiento de contratos a fines de 2024. Del mismo modo, durante el 3T 2025, las ventas físicas disminuyeron un 8,5% (-748 GWh) al totalizar 8.000 GWh, producto principalmente de menores ventas a clientes regulados y en el mercado spot.
- Los ingresos operacionales alcanzaron un total de US\$ 2.389 millones a septiembre de 2025, con una reducción de 11,5% respecto a septiembre de 2024 producto fundamentalmente de menores ventas de energía. Análogamente, durante el 3T 2025, los ingresos operacionales disminuyeron un 16,2% respecto al 3T 2024 al alcanzar los US\$ 825 millones producto principalmente de las menores ventas de energía y una menor comercialización de gas.
- Los costos de aprovisionamientos y servicios registraron un total de US\$ 1.667 millones a septiembre de 2025, equivalente a una disminución de 12,9% respecto a septiembre de 2024, explicada en gran medida por menores costos por compras de energía y gastos de transporte. Misma tendencia presentaron los costos de aprovisionamientos y servicios durante el 3T 2025, con una reducción de 11,5% al totalizar US\$ 561 millones,

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL GENERACIÓN CHILE

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025



producto fundamentalmente de menores costos por otros aprovisionamientos variables y servicios y por menores compras de energía.

- Como consecuencia de los factores descritos, el EBITDA de la Compañía registró una disminución de 12,1% respecto a septiembre de 2024, al totalizar US\$ 603 millones a septiembre de 2025. A nivel trimestral, el EBITDA alcanzó los US\$ 223 millones en el 3T 2025, con una reducción de US\$ 90 millones respecto al 3T 2024.

RESUMEN FINANCIERO

- La deuda financiera bruta de la Compañía a septiembre de 2025 disminuyó en US\$ 19 millones respecto a diciembre 2024, totalizando US\$ 510 millones.
- El costo promedio de la deuda en septiembre 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\$ 169 millones a septiembre de 2025.

La potencia neta total del Grupo Enel Generación Chile asciende a 5.620 MW al 30 de septiembre de 2025, y corresponde en un 65% a energías renovables. Es así como 3.573 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.

Mercados en que participa	Ventas de Energía (GWh)						Participación de	
	sep-25	sep-24	Var %	3T 2025	3T 2024	Var %	sep-25	sep-24
Sistema Eléctrico Nacional (SEN)	23.740	26.362	(10,0%)	8.000	8.748	(8,6%)	39,5%	43,7%

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.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL GENERACIÓN CHILE

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025



- > 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

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
GRUPO ENEL GENERACIÓN CHILE
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025



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 30 de septiembre de 2025.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL GENERACIÓN CHILE

AL 30 DE SEPTIEMBRE 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 septiembre de 2025 fue una utilidad de US\$ 385 millones, comparado con los US\$ 468 millones de utilidad registrados en el periodo anterior.

A continuación, se presenta información comparativa de cada ítem del estado de resultados de las operaciones al 30 de septiembre de 2025 y 2024:

ESTADO DE RESULTADO CONSOLIDADO (en millones de US\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	sep-25	sep-24 Re-expresado (1)	Variación	Var %	sep-25	sep-24 Re-expresado (1)	Variación	Var %
Ingresos	2.389	2.700	(311)	(11,5%)	825	985	(160)	(16,2%)
Ingresos ordinarios	2.309	2.652	(343)	(12,9%)	778	964	(186)	(19,3%)
Otros ingresos de explotación	80	48	32	66,7%	47	21	26	123,8%
Aprovisionamientos y Servicios	(1.667)	(1.913)	246	(12,9%)	(561)	(634)	73	(11,5%)
Compras de energía	(950)	(1.119)	169	(15,1%)	(317)	(351)	34	(9,7%)
Consumo de combustible	(319)	(301)	(18)	6,0%	(104)	(74)	(30)	40,5%
Gastos de transporte	(219)	(271)	52	(19,2%)	(81)	(107)	26	(24,3%)
Otros aprovisionamientos y servicios	(179)	(222)	43	(19,4%)	(59)	(102)	43	(42,2%)
Margen de Contribución	722	787	(65)	(8,3%)	264	351	(87)	(24,8%)
Trabajos para el inmovilizado	5	5	-	0,0%	2	2	-	0,0%
Gastos de personal	(45)	(38)	(7)	18,4%	(16)	(13)	(3)	23,1%
Otros gastos por naturaleza	(79)	(68)	(11)	16,2%	(27)	(27)	-	0,0%
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	603	686	(83)	(12,1%)	223	313	(90)	(28,8%)
Depreciación y amortización	(58)	(50)	(8)	16,0%	(24)	(17)	(7)	41,2%
Pérdidas por deterioro (reversiones)	(1)	-	(1)	100,0%	(1)	-	(1)	100,0%
Pérdidas por Deterioro (Reversiones) por aplicación de NIIF 9	-	-	-	0,0%	-	(1)	1	(100,0%)
Resultado de Explotación (EBIT)	544	636	(92)	(14,5%)	198	295	(97)	(32,9%)
Resultado Financiero	(20)	(12)	(8)	66,7%	(20)	(15)	(5)	33,3%
Ingresos financieros	30	31	(1)	(3,2%)	5	-	5	100,0%
Gastos financieros	(54)	(35)	(19)	54,3%	(18)	(9)	(9)	100,0%
Resultados por unidades de reajuste	10	17	(7)	(41,2%)	1	2	(1)	(50,0%)
Diferencia de cambio	(6)	(25)	19	(76,0%)	(8)	(8)	-	0,0%
Otros Resultados distintos de la Operación	12	8	4	50,0%	5	5	-	0,0%
Sociedades contabilizadas por método de participación	10	8	2	25,0%	3	5	(2)	(40,0%)
Ventas de Activos	2	-	2	0,0%	2	-	2	0,0%
Resultado Antes de Impuestos	536	632	(96)	(15,2%)	183	285	(102)	(35,8%)
Impuesto sobre sociedades	(144)	(155)	11	(7,1%)	(49)	(72)	23	(31,9%)
Resultado del Periodo	392	477	(85)	(17,8%)	134	213	(79)	(37,1%)
Resultado atribuible a los propietarios de la controladora	385	468	(83)	(17,7%)	132	210	(78)	(37,1%)
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	7	9	(2)	(22,2%)	2	3	(1)	(33,3%)
(Pérdida) Utilidad por acción US\$ (2)	0,05	0,06	(0,01)	(17,7%)	0,02	0,03	(0,01)	(37,1%)

(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 30 de septiembre de 2024 han sido convertidos a dólares de los Estados Unidos de América utilizando el tipo de cambio medio aplicable a dicho periodo (\$ 937,20 CLP/US\$). Para más información ver nota N°3 de los estados financieros consolidados de Enel Generación Chile al 30 de septiembre de 2025.

(2) Al 30 de septiembre de 2025 y 2024, el número promedio de acciones ordinarias en circulación ascendió a 8.201.754.580

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL GENERACIÓN CHILE

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025



RESULTADO DE EXPLOTACIÓN

Al 30 de septiembre de 2025, el EBITDA de la Compañía disminuyó en US\$ 83 millones y totalizó una utilidad de US\$ 603 millones, en tanto que el resultado de explotación disminuyó en US\$ 92 millones a septiembre de 2025, totalizando una utilidad por US\$ 544 millones.

Los ingresos de explotación fueron de US\$ 2.389 millones, reflejando una disminución de US\$ 311 millones, equivalente a un 11,5% comparado con el mismo periodo del año anterior, que se explica fundamentalmente por lo siguiente:

- > **Menores ventas de energía por US\$ 329 millones**, debido a (i) menores ventas físicas por US\$ 244 millones, correspondientes a -2.623 GWh, explicado por menores ventas físicas a clientes regulados (-2.435 GWh), menores ventas físicas en el mercado spot (-196 GWh), compensado por mayores ventas a clientes libres (+ 8 GWh), unido a (ii) un efecto negativo por US\$ 168 millones por menor precio medio de venta. Lo anterior, fue compensado por (iii) menores pérdidas por coberturas de tipo de cambio por US\$ 83 millones.
- > **Menores otras ventas por US\$ 17 millones**, explicado por una disminución en los resultados provenientes de la comercialización en la venta de gas.
- > **Mayores otros ingresos de explotación por US\$ 32 millones**, explicado principalmente por (i) mayores ingresos por seguros por US\$ 37 millones, (ii) un mayor ingreso por cobro de boleta de garantía asociado a un acuerdo de término de contrato con proveedores por US\$ 6 millones, compensado por (iii) 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 3T de 2025, los ingresos de explotación alcanzaron los US\$ 825 millones, lo que representa una disminución de US\$ 160 millones (o un 16,2%) respecto al mismo trimestre del año anterior, donde alcanzó los US\$ 985 millones. La variación se debe principalmente a:

- > **Menores ventas de energía por US\$ 142 millones**, debido a (i) menores ventas físicas por US\$ 85 millones, correspondientes a -748 GWh, explicado por menores ventas físicas a clientes regulados (-770 GWh), menores ventas físicas en el mercado spot (-57 GWh), compensado por mayores ventas a clientes libres (+79 GWh), unido a (ii) un efecto negativo por US\$ 84 millones por menor precio medio de venta. Lo anterior, fue compensado por (iii) menores pérdidas por coberturas de tipo de cambio por US\$ 27 millones.
- > **Menores otras ventas por US\$ 46 millones**, explicado por una disminución en los resultados provenientes de la comercialización en la venta de gas.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL GENERACIÓN CHILE

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025



- > **Mayores otros ingresos de explotación por US\$ 26 millones**, explicado por (i) mayores ingresos por seguros por US\$ 34 millones, y (ii) mayores ingresos por derivados de commodities por US\$ 4 millones, compensado por (iii) menores ingresos adicionales por US\$ 12 millones generado por una optimización de términos comerciales considerados en contratos con proveedores de energía en 2024.

Los costos por aprovisionamientos y servicios disminuyeron en US\$ 246 millones, equivalente a un 12,9%, que se explican por:

- > **Menores compras de energía por US\$ 169 millones**, que se explican fundamentalmente por menores compras físicas equivalentes a -1.638 GWh.
- > **Menores gastos de transporte por US\$ 52 millones**, explicado por (i) un menor costo de regasificación y transporte de gas por US\$ 32 millones y por (ii) un menor gasto en peajes por US\$ 20 millones.
- > **Menores otros costos de aprovisionamientos y servicios por US\$ 43 millones**, explicado por (i) un menor costo de venta en la comercialización de gas por US\$ 30 millones, por (ii) un menor costo por derivados de cobertura de commodities por US\$ 7 millones, por (iii) un menor gasto por impuesto de emisiones térmicas por US\$ 9 millones, compensado por (iv) mayores gastos por insumos varios para la generación por US\$ 3 millones.
- > **Mayores costos por consumo de combustible por US\$ 18 millones**, explicado por (i) un mayor consumo de gas por US\$ 25 millones, por (ii) un mayor consumo de petróleo por US\$ 2 millones, compensado por (iii) un menor costo por operaciones de cobertura de commodities por US\$ 9 millones.

Para el 3T de 2025, los costos por aprovisionamientos y servicios totalizaron US\$ 561 millones, lo que representa una disminución de US\$ 73 millones, equivalente a un 11,5%, respecto al mismo trimestre del periodo anterior en donde se alcanzó los US\$ 634 millones. La variación se explica principalmente por:

- > **Menores compras de energía por US\$ 34 millones**, que se explican fundamentalmente por menores precios medios de compras.
- > **Menores gastos de transporte por US\$ 26 millones**, explicado por (i) un menor costo de regasificación y transporte de gas por US\$ 16 millones y por (ii) un menor gasto en peajes por US\$ 10 millones.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL GENERACIÓN CHILE

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025



- > **Menores otros costos de aprovisionamientos y servicios por US\$ 43 millones**, explicado por (i) un menor costo de venta en la comercialización de gas por US\$ 40 millones, (ii) un menor costo por derivados de cobertura de commodities por US\$ 6 millones, compensado por (iii) un mayor gasto por impuesto de emisiones térmicas por US\$ 2 millones y (iv) mayores gastos por insumos varios para la generación por US\$ 1 millón.
- > **Mayores costos por consumo de combustible por US\$ 30 millones**, explicado por (i) mayor consumo de gas por US\$ 32 millones, compensado por (ii) un menor costo por operaciones de cobertura de commodities por US\$ 2 millones.

Los **gastos de personal (neto de trabajos para el inmovilizado)** alcanzaron los US\$ 40 millones al 30 de septiembre de 2025, lo que representa un aumento de US\$ 7 millones respecto al ejercicio 2024 y se explica por (i) Incentivos otorgados a trabajadores vinculados a planes de retiro anticipado por US\$ 5 millones, por (ii) un mayor gasto en bono de negociación colectiva por US\$ 1 millón y por (iii) otros beneficios por US\$ 1 millón.

Para el 3T de 2025, los **gastos de personal (neto de trabajos para el inmovilizado)** aumentaron en US\$ 3 millones, dado principalmente por un mayor gasto por bono de negociación colectiva 2025 por US\$ 2 millones.

Los **otros gastos por naturaleza** aumentaron en US\$ 11 millones, principalmente por un (i) mayor gasto de servicios de mantención y reparación por US\$ 6 millones, por (ii) mayor gasto por servicios técnicos y de administración por US\$ 3 millones, y por (iii) un mayor costo de seguros contratados por US\$ 2 millones.

Para el 3T de 2025, **los otros gastos por naturaleza** no presentan variación respecto al 3T de 2024.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL GENERACIÓN CHILE

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025



A continuación, se muestra los ingresos, costos y resultados de explotación al 30 de septiembre de 2025 y 2024:

	Cifras Acumuladas (en millones de US\$)					
	sep-25			sep-24		
	Ingresos Operacionales	Costos Operacionales	Resultado de Explotación	Ingresos Operacionales	Costos Operacionales	Resultado de Explotación
Enel Generación Chile S.A.	2.278	(1.870)	408	2.609	(2.145)	464
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	155	(19)	136	199	(27)	172
Ajustes de consolidación subsidiaria	(44)	44	-	(108)	108	-
Total Consolidado	2.389	(1.845)	544	2.700	(2.064)	636

	Cifras Trimestrales (en millones de US\$)					
	sep-25			sep-24		
	Ingresos Operacionales	Costos Operacionales	Resultado de Explotación	Ingresos Operacionales	Costos Operacionales	Resultado de Explotación
Enel Generación Chile S.A.	790	(636)	154	957	(712)	245
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	51	(7)	44	65	(15)	50
Ajustes de consolidación subsidiaria	(16)	16	-	(37)	37	-
Total Consolidado	825	(627)	198	985	(690)	295

La venta de energía de Enel Generación Chile y su subsidiaria, para los periodos terminados al 30 de septiembre de 2025 y 2024, se muestran a continuación:

(en millones de US\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	sep-25	sep-24	Variación	Var %	sep-25	sep-24	Variación	Var %
Clientes Regulados	802	1.172	(370)	(31,6%)	252	406	(154)	(37,9%)
Clientes no Regulados	1.099	1.159	(60)	(5,2%)	387	433	(46)	(10,6%)
Ventas de Mercado Spot	191	90	101	112,2%	70	12	58	483,3%
Total Venta de Energía	2.092	2.421	(329)	(13,6%)	709	851	(142)	(16,7%)

RESULTADO NO OPERACIONAL

A continuación, se presenta un resumen del resultado no operacional al 30 de septiembre de 2025 y 2024:

RESULTADOS NO OPERACIONALES (en millones de US\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	sep-25	sep-24	Variación	%	sep-25	sep-24	Variación	%
Ingresos financieros	30	31	(1)	(3,2%)	5	-	5	100,0%
Gastos financieros	(54)	(35)	(19)	54,3%	(18)	(9)	(9)	100,0%
Resultados por unidades de reajuste	10	17	(7)	(41,2%)	1	2	(1)	(50,0%)
Diferencia de cambio	(6)	(25)	19	(76,0%)	(8)	(8)	-	0,0%
Total Resultado Financiero	(20)	(12)	(8)	66,7%	(20)	(15)	(5)	33,3%
Sociedades contabilizadas por método de participación	10	8	2	25,0%	3	5	(2)	(40,0%)
Total Otros Resultados Distintos de la Operación	12	8	4	50,0%	5	5	-	0,0%
Resultado Antes de Impuesto	536	632	(96)	(15,2%)	183	285	(102)	(35,8%)
Impuesto sobre Sociedades	(144)	(155)	11	(7,1%)	(49)	(72)	23	(31,9%)
Resultado del Periodo	392	477	(85)	(17,8%)	134	213	(79)	(37,1%)
Atribuible a los propietarios de la controladora	385	468	(83)	(17,7%)	132	210	(78)	(37,1%)
Atribuible a participaciones no controladoras	7	9	(2)	(22,2%)	2	3	(1)	(33,3%)

Resultado Financiero:

Al 30 de septiembre de 2025 el resultado financiero alcanzó un resultado negativo de US\$ 20 millones, lo que representa una variación negativa de US\$ 8 millones respecto al período anterior. Estos resultados están principalmente explicados por:

Menores ingresos financieros por US\$ 1 millón, que se explican principalmente por (i) menores intereses generados por cuentas por cobrar a compañías de Distribución Eléctrica por US\$ 13 millones, producto de postergaciones en la fecha de emisión de los correspondientes decretos tarifarios. Lo anterior compensado por (ii) mayores intereses generados por los fondos invertidos a través del Contrato de Caja Centralizada con Enel Chile S.A. por US\$ 7 millones y por (iii) mayores ingresos financieros producto de intereses que genera la aplicación de la Ley de estabilización tarifaria por US\$ 5 millones.

Durante el 3T de 2025, los ingresos financieros aumentaron en US\$ 5 millones respecto a igual trimestre del periodo anterior, explicados principalmente por mayores intereses generados por los fondos invertidos a través del Contrato de Caja Centralizada con Enel Chile S.A. por US\$ 4 millones y mayores ingresos por intereses generados por cuentas por cobrar a compañías de Distribución Eléctrica, producto de postergaciones en la fecha de emisión de los correspondientes decretos tarifarios por US\$ 1 millón.

Mayores gastos financieros por US\$ 19 millones, que se explican principalmente por (i) una menor capitalización de intereses asociada al proyecto Los Cóndores por US\$ 42 millones, por (ii) mayores costos financieros por acuerdos de optimización de calendario de pago con proveedores por US\$ 2 millones. Lo anterior, compensado por (iii) menores intereses asociados a bonos por US\$ 7 millones, principalmente por pago de un Yankee Bond realizado en abril de 2024 por US\$ 400 millones, (iv) menores gastos financieros por intereses provenientes del contrato de caja centralizada con Enel Chile S.A. por US\$ 12 millones y (v) por menores gastos y comisiones bancarias por US\$ 6 millones.

Durante el 3T de 2025, los gastos financieros aumentaron en US\$ 9 millones respecto a igual trimestre del periodo anterior, principalmente explicados (i) por una menor capitalización de intereses asociada al proyecto Los Cóndores por US\$ 12 millones y por (ii) mayores costos financieros por acuerdos de optimización de calendario de pago con proveedores por US\$ 11 millones. Lo anterior, compensado por (iii) menores gastos financieros por intereses provenientes del contrato de caja centralizada con Enel Chile S.A. por US\$ 5 millones y menores gastos y comisiones bancarias por US\$ 9 millones.

Menor utilidad por unidades de reajuste por US\$ 7 millones, explicada por menores efectos positivos por reajuste de cuentas comerciales por cobrar por US\$ 8 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\$ 1 millón.

Durante el 3T de 2025, el resultado por unidades de reajustes tuvo una menor utilidad de US\$ 1 millón respecto a igual trimestre del periodo anterior, explicado por una menor utilidad en impuestos por recuperar por US\$ 2 millones. Lo anterior compensado por mayores efectos positivos por reajuste de cuentas comerciales por cobrar por US\$ 1 millón, 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.

Menor pérdida por diferencias de cambio por US\$ 19 millones, explicado por (i) una mayor diferencia de cambio positiva generados por otros activos financieros por US\$ 5 millones, por (ii) una mayor diferencia de cambio positiva generada en cuentas por cobrar comerciales por US\$ 98 millones, y por (iii) una menor diferencia de cambio negativa por deuda financiera e instrumentos derivados por US\$ 1 millón. Lo anterior compensado por (iv) una menor diferencia de cambio positiva del efectivo y equivalentes al efectivo por US\$ 5 millones, y por (v) mayores diferencias de cambio negativas generadas por cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar por US\$ 80 millones.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL GENERACIÓN CHILE

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025



Durante el 3T de 2025, no hubo resultado por diferencia de cambio respecto a igual trimestre del periodo anterior, explicada por (i) una mayor diferencia de cambio positiva generados por otros activos financieros por US\$ 5 millones, por (ii) mayor diferencia de cambio positiva generados en cuentas por cobrar comerciales por US\$ 34 millones. Lo anterior compensado por (iii) una mayor diferencia de cambio negativa por deuda financiera e instrumentos derivados por US\$ 25 millones, y por (iv) mayores diferencias de cambio negativas generadas por cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar por US\$ 14 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\$ 2 millones durante el período 2025, que corresponde a una mayor utilidad de nuestra asociada GNL Chile S.A.

Durante el 3T de 2025, el resultado sobre sociedades contabilizadas por método de participación tuvo una variación negativa de US\$ 2 millones, y corresponde a una menor utilidad de nuestra asociada GNL Chile S.A.

Impuesto sobre Sociedades

El Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades ascendió a US\$ 144 millones de gasto, lo que representa un menor gasto de US\$ 11 millones, respecto a igual período del año anterior. Esta variación se explica principalmente por (i) menores gastos por impuestos de US\$ 25 millones, producto de un menor resultado de Explotación (EBIT), y por (ii) un menor gasto por impuesto de US\$ 2 millones, dada la diferencia de tasa del impuesto diferido de la Agencia en Argentina, esto compensado por (iii) menores ingresos por impuestos de US\$ 17 millones, debido al cambio de moneda contable para efectos tributarios desde pesos chilenos a dólares de los Estados Unidos de América, a contar de 2025.

Durante el 3T, el Impuesto Sobre Sociedades ascendió a US\$ 49 millones de gasto, lo que representa un menor gasto de US\$ 23 millones, respecto a igual período del año anterior. Esta variación se explica principalmente por un menor resultado operacional.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL GENERACIÓN CHILE

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025



2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Los Activos Totales de la Compañía disminuyeron en US\$ 524 millones al 30 de septiembre de 2025, comparado con el total de activos al 31 de diciembre 2024.

ACTIVOS (en millones de US\$)	sep-25	dic-24	Variación	Var %
Activos Corrientes	1.391	1.812	(421)	(23,2%)
Activos No Corrientes	2.987	3.013	(26)	(0,9%)
Total Activos	4.378	4.825	(447)	(9,3%)

Los Activos Corrientes presentaron una disminución de US\$ 421 millones al 30 de septiembre de 2025 y las variaciones de los principales rubros se resumen como sigue:

- **Disminución de Efectivo y equivalentes al efectivo por US\$ 98 millones**, explicado por (i) un menor saldo en instrumentos de renta fija por US\$ 120 millones, compensado por (ii) un mayor saldo en bancos por US\$ 22 millones.
- **Disminución en Otros activos financieros corrientes por US\$ 6 millones**, correspondiente principalmente a instrumentos de derivados de cobertura por US\$ 6 millones.
- **Disminución de Otros activos no financieros corrientes por US\$ 72 millones**, explicado por un menor IVA crédito fiscal por US\$ 53 millones y un menor saldo de gastos pagados por anticipado por US\$ 19 millones.
- **Disminución en Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes por US\$ 241 millones**, principalmente por una disminución en la cuenta por cobrar a clientes comerciales por US\$ 273 millones, dada por el efecto neto de (i) una disminución de US\$ 230 millones producto de las ventas de las cuentas por cobrar por US\$ 235 millones y de un aumento de US\$ 5 millones generadas en el periodo, como consecuencia de la aplicación de la Ley 21.472, por (ii) una disminución de US\$ 43 millones de cuentas por cobrar derivadas del ciclo ordinario de facturación y cobranza, compensado en parte por (iii) un mayor saldo por indemnizaciones por cobrar por US\$ 35 millones.
- **Disminución en Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes por US\$ 7 millones**, principalmente por (i) un menor saldo en fondos invertidos a través del Contrato de Caja Centralizada con Enel Chile S.A. por US\$ 54 millones, compensado por (ii) una mayor cuenta por cobrar a Enel Distribución Chile S.A. por US\$ 40 millones por concepto de venta de energía, por (iii) un mayor saldo por cobrar por concepto de operaciones de derivados de commodities a Enel Global Trading S.p.A por US\$ 2 millones

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL GENERACIÓN CHILE

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025



y por (iv) un mayor saldo por cobrar a GNL Chile S.A. por US\$ 5 millones correspondiente a anticipos por compra de gas.

Los Activos No Corrientes disminuyeron en US\$ 26 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\$ 15 millones**, explicado por (i) un menor crédito por Derechos de Agua por US\$ 18 millones, compensado por (ii) un mayor IVA crédito fiscal por US\$ 3 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.
- **Disminución de Activos intangibles distintos de la plusvalía por US\$ 5 millones**, explicado por la amortización del periodo.
- **Disminución de Activos por derecho de uso por US\$ 2 millones**, correspondiente a la (i) depreciación del periodo por US\$ 5 millones, compensado por (ii) nuevos contratos del periodo por US\$ 3 millones.
- **Disminución de Activos por impuestos diferidos por US\$ 4 millones**, que corresponde principalmente a una disminución de impuestos asociado al rubro de provisiones.
- **Aumento en Otros activos financieros no corrientes por US\$ 6 millones**, correspondiente a instrumentos de derivados de cobertura.
- **Aumento en Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación por US\$ 9 millones**, correspondiente a la utilidad de nuestra asociada GNL Chile S.A. por US\$ 10 millones.
- **Aumento de Propiedades, planta y equipo por US\$ 63 millones**, que corresponde principalmente a un aumento de las obras en curso por US\$ 114 millones, compensado en parte por la depreciación del periodo por US\$ 49 millones.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL GENERACIÓN CHILE

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025



Los Pasivos Totales de la Compañía al 30 de septiembre de 2025, incluido el Patrimonio, disminuyeron en US\$ 447 millones comparado con el total de pasivos y patrimonio al 31 de diciembre de 2024.

PASIVOS Y PATRIMONIO (en millones de US\$)	sep-25	dic-24	Variación	Var %
Pasivo Corriente	740	1.186	(446)	(37,6%)
Pasivo No corriente	850	891	(41)	(4,6%)
Patrimonio Total	2.788	2.747	41	1,5%
Atribuible a los propietarios de la controladora	2.777	2.735	42	1,5%
Participaciones no controladoras	11	12	(1)	(9,9%)
Total Patrimonio y Pasivos	4.378	4.825	(447)	(9,3%)

Los Pasivos Corrientes presentaron una disminución de US\$ 446 millones y las variaciones de los principales rubros se resumen como sigue:

- **Disminución en Otros pasivos financieros corrientes por US\$ 22 millones**, explicado por una disminución en pasivos por derivados de cobertura por US\$ 21 millones y por una disminución en deuda en bonos por US\$ 1 millón, dada por (i) pago de intereses de deuda en bonos por US\$ 30 millones, compensado por (ii) devengo de intereses de deudas en bonos por US\$ 26 millones y (iii) reajuste de bonos en U.F. por US\$ 3 millones.
- **Disminución de Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes por US\$ 193 millones**, correspondiente a una (i) disminución en cuenta por pagar a proveedores de compra de energía y combustible por US\$ 80 millones, por (ii) un menor saldo por pagar a acreedores de bienes y servicios e inmovilizado por US\$ 113 millones.
- **Disminución de Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes por US\$ 128 millones**, principalmente por (i) un menor saldo por pagar a Enel Chile S.A. por US\$ 138 millones por concepto de dividendos, (ii) una menor cuenta por pagar a Enel Green Power Chile S.A. por concepto de compra de energía por US\$ 8 millones, compensado en parte por (iii) un mayor saldo por pagar a Enel Green Power S.P.A. por servicios recibidos por US\$ 8 millones y por (iv) una mayor cuenta por pagar a Enel Global Trading S.p.A. por concepto de derivados de commodities y servicios por US\$ 9 millones.
- **Disminución de Pasivos por impuestos corrientes por US\$ 97 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 débito fiscal por US\$ 4 millones y un menor saldo por ingresos diferidos por US\$ 1 millón.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL GENERACIÓN CHILE

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025



Los Pasivos No Corrientes presentan una disminución de US\$ 41 millones al 30 de septiembre de 2025, y se explica principalmente por lo siguiente:

- **Disminución en Otros pasivos financieros no corrientes por US\$ 14 millones**, explicado por una disminución en deuda en bonos por US\$ 12 millones, que corresponde al traspaso al corto plazo intereses a pagar US\$ 23 millones, compensado por el reajuste de bonos en U.F. por US\$ 11 millones. Adicionalmente hubo una disminución en pasivos por derivados de cobertura por US\$ 2 millones.
- **Disminución de Otras provisiones no corrientes por US\$ 10 millones**, principalmente por una disminución en la provisión de desmantelamiento por US\$ 9 millones.
- **Disminución de Otros pasivos no financieros no corrientes por US\$ 16 millones**, correspondiente a ingresos diferidos.

El Patrimonio Total ascendió a US\$ 2.788 millones al 30 de septiembre de 2025.

El Patrimonio atribuible a los propietarios de Enel Generación Chile fue de US\$ 2.777 millones, presentando un aumento de US\$ 42 millones, que se explica por (i) el resultado positivo del periodo por US\$ 385 millones, compensado en parte por (ii) pagos de dividendos por US\$ 332 millones y por (iii) resultados integrales negativos por US\$ 11 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 pago de dividendos por US\$ 8 millones, compensado por el resultado positivo del periodo por US\$ 7 millones.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL GENERACIÓN CHILE

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025



Evolución de los principales indicadores financieros

INDICADOR FINANCIERO		UNIDAD	sep-25	dic-24	sep-24	Variación	Variación %
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	1,88	1,53		0,35	22,9%
	Razón Ácida (2)	Veces	1,82	1,48		0,34	23,0%
	Capital de Trabajo	MMUS\$	651	625		26	4,1%
Endeudamiento	Razón de endeudamiento (3)	Veces	0,57	0,76		(0,19)	(25,0%)
	Deuda Corto Plazo (4)	%	46,5%	57,1%		(10,6%)	(18,5%)
	Deuda Largo Plazo (5)	%	53,5%	42,9%		10,6%	24,6%
	Cobertura Costos Financieros (6)	Veces	12,06		15,89	(3,83)	(24,1%)
Rentabilidad	Resultado explotación/Ingreso explotación	%	22,8%		23,6%	(0,8%)	(3,4%)
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE) (7)	%	15,2%		27,3%	(12,1%)	(44,2%)
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA) (8)	%	9,5%		15,2%	(5,8%)	(37,9%)

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

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

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

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

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

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

(7) Corresponde a la razón entre (i) la ganancia del periodo atribuible a los propietarios de la controladora por 12 meses móviles al 30 de septiembre y (ii) el promedio entre el patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora al inicio del periodo y al fin del periodo

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

- > **La liquidez corriente** al 30 de septiembre de 2025 alcanzó 1,88 veces, presentando un aumento de 22,9% respecto a diciembre de 2024. Este aumento se debe principalmente a una disminución de los rubros de Cuentas comerciales y otras por pagar corrientes, Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes y Pasivos por impuestos corrientes.
- > **La razón ácida** al 30 de septiembre de 2025 alcanzó 1,82 veces, presentando un aumento de 23,0% con respecto al 31 de diciembre de 2024. Este aumento se debe principalmente a una disminución de los rubros de Cuentas comerciales y otras por pagar corrientes, Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes y Pasivos por impuestos corrientes.
- > **El capital de trabajo** al 30 de septiembre de 2025 fue de US\$ 651 millones, presentando un aumento de US\$ 26 millones respecto a diciembre de 2024, principalmente por una disminución de las Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes.
- > **La razón de endeudamiento** se sitúa en 0,57 veces, un 25,0% menor a diciembre de 2024, lo que indica que Enel Generación Chile tiene un grado de compromiso de su patrimonio de 0,57 veces para el periodo terminado al 30 de septiembre de 2025.
- > **La cobertura de costos financieros** al 30 de septiembre de 2025 fue de 12,06 veces, lo que indica la capacidad de cubrir los gastos financieros con el EBITDA generado en el periodo. Este índice presentó una disminución de 24,1% explicado principalmente por un menor EBITDA en 2025 respecto del 2024 y a una mayor pérdida del resultado financiero.
- > **El índice de rentabilidad** es medido en términos del resultado de explotación sobre los ingresos de explotación y alcanzó un 22,8% al 30 de septiembre de 2025.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL GENERACIÓN CHILE

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025



- > **La rentabilidad del patrimonio** de los propietarios de la controladora fue de un 15,2% al 30 de septiembre de 2025.
- > **La rentabilidad de los activos** fue de un 9,5% por el periodo terminado al 30 de septiembre de 2025.

3. PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO

El Grupo Enel Generación Chile generó un flujo de efectivo neto negativo de US\$ 98 millones por el periodo terminado al 30 de septiembre de 2025, lo que representa una variación positiva de US\$ 120 millones con respecto al mismo periodo del 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\$)	sep-25	sep-24	Variación	Var %
Flujo de Operación	385	455	(70)	(15,4%)
Flujo de Inversión	66	73	(7)	(9,6%)
Flujo de Financiamiento	(549)	(746)	197	(26,4%)
Flujo neto del periodo	(98)	(218)	120	(55,0%)

Las actividades de operación generaron un flujo positivo de US\$ 385 millones, lo que representa una disminución de US\$ 70 millones respecto al 30 de septiembre de 2024. Este flujo está compuesto principalmente por cobros por venta de bienes y prestación de servicios por US\$ 3.311 millones, compensado en parte por pagos a proveedores por suministro de bienes y servicios por US\$ 2.588 millones, por pagos a y por cuenta de los empleados por US\$ 39 millones, por pagos de impuestos por US\$ 225 millones y otros pagos por actividades de operación por US\$ 71 millones.

Las actividades de inversión generaron un flujo positivo de US\$ 66 millones, que se explica principalmente por fondos recibidos por US\$ 57 millones mediante el Contrato de Caja Centralizada, venta de propiedades por US\$ 3 millones y por cobro de intereses por US\$ 15 millones, compensado en parte por incorporaciones de propiedades, planta y equipo por US\$ 10 millones.

Las actividades de financiamiento generaron un flujo negativo de US\$ 549 millones. Este flujo está originado principalmente por dividendos pagados por US\$ 492 millones, intereses pagados por US\$ 35 millones y pago de préstamos por US\$ 23 millones.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL GENERACIÓN CHILE

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025



A continuación, se presentan los desembolsos por incorporación de Propiedades, Planta y Equipo y su depreciación, para los periodos terminados al 30 de septiembre de 2025 y 2024:

Información Propiedades, Planta y Equipo (en millones de US\$)				
EMPRESA	Desembolsos por incorporación de Propiedades, Planta y Equipo		Depreciación	
	sep-25	sep-24	sep-25	sep-24
Enel Generación Chile	8	130	44	37
Pehuenche	2	2	5	5
Total Consolidado	10	132	49	42

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 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 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.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL GENERACIÓN CHILE

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025



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:

	sep-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.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL GENERACIÓN CHILE

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025



- > 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 tercer trimestre 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 30 de septiembre 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 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 tercer trimestre de 2025.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL GENERACIÓN CHILE

AL 30 DE SEPTIEMBRE 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 30 de septiembre de 2025, el Grupo Enel Generación Chile presenta una liquidez de US\$ 169 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).

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL GENERACIÓN CHILE

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025



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\$27 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.

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 Generación Chile.

Respecto a los bonos Yankee su pago anticipado obligatorio podría darse como resultado del no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable – de cualquier deuda de Enel Generación Chile o de cualquiera de sus filiales chilenas. Su pago anticipado se produciría en caso de que el monto de capital no pagado y en mora de otra deuda exceda los US\$ 30 millones, o su equivalente en otras monedas.

Por último, en el caso de los bonos locales de Enel Generación Chile, el pago anticipado de estas deudas se desencadena sólo por incumplimiento del Emisor o Deudor, es decir, de Enel Generación Chile, no haciendo referencia a sus filiales. El cross default se puede desencadenar en los casos en que el monto en mora exceda los US\$ 50 millones en una deuda individual, o su equivalente en otras monedas.

No hay cláusulas en los contratos de crédito por las cuales cambios en la clasificación de riesgo corporativa o de la deuda de Enel Generación 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, 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.