

ANÁLISIS RAZONADO
ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DE ENEL GENERACIÓN CHILE
AL 31 DE MARZO DE 2026

(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\$ 159 millones a marzo de 2026, equivalente a un incremento de 8,2% respecto a marzo de 2025, debido principalmente a una mejora operacional registrada durante el año en curso.
- La generación de energía neta disminuyó un 4,1% al totalizar 3.859 GWh a marzo de 2026 (-165 GWh), debido principalmente a un menor despacho hidroeléctrico, el cual fue compensado en parte por una mayor producción de ciclos combinados.
- Las ventas físicas de energía se redujeron un 2,2% respecto a marzo de 2025, al alcanzar 7.796 GWh (-175 GWh) a marzo de 2026, explicado fundamentalmente por menores ventas a clientes libres.
- Dado lo anterior, los ingresos operacionales alcanzaron un total de US\$ 845 millones a marzo de 2026, con un 10,6% de crecimiento respecto a marzo de 2025.
- Los costos de aprovisionamientos y servicios registraron un valor de US\$ 543 millones a marzo de 2026, equivalente a un 3,5% de alza respecto a igual período del año anterior.
- Como consecuencia de los factores descritos, el EBITDA de la Compañía registró un 29,6% de crecimiento respecto a marzo de 2025 al totalizar US\$ 270 millones a marzo de 2026.
- El resultado financiero pasó de una ganancia por US\$ 9 millones a marzo de 2025 a un gasto por US\$ 32 millones a marzo de 2026, explicado fundamentalmente por una pérdida por diferencia de cambio en el año 2026 y por mayores gastos financieros.

RESUMEN FINANCIERO

- La deuda financiera bruta de la Compañía a marzo de 2026 aumentó en US\$ 1 millón con respecto a diciembre de 2025, totalizando US\$ 492 millones.
- El costo promedio de la deuda se mantuvo en 8,0% en marzo 2026 con respecto a diciembre 2025.
- El efectivo y equivalentes al efectivo de la Compañía registró un valor de US\$ 275 millones a marzo de 2026.
- La potencia neta total del Grupo Enel Generación Chile asciende a 5.601 MW al 31 de marzo de 2026, y corresponde en un 65% a energías renovables. Es así como 3.574 MW involucran unidades de generación hidroeléctricas, 1.945 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 marzo de 2026 y 2025:

Mercados en que participa	Venta de energía (Gwh)			Participación de Mercado	
	mar-26	mar-25	Var %	mar-26	mar-25
Sistema Eléctrico Nacional (SEN)	7.796	7.971	(2,2%)	38,9%	39,9%

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.

Este cambio en la moneda funcional fue contabilizado prospectivamente a contar del 1 de enero de 2025, mediante la conversión de todos los ítems del estado de situación financiera consolidado a la nueva moneda funcional, utilizando el tipo de cambio vigente de \$996,46 CLP/US\$ al 01 de enero de 2025.

Por otra parte, Enel Generación Chile también cambió la moneda de presentación sus estados financieros consolidados, adoptando los dólares de los Estados Unidos de Américas 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.

El cambio de moneda funcional de Enel Generación Chile fue aprobado en Junta Extraordinaria celebrada el 25 de abril de 2025, modificando para ello el artículo quinto permanente de su estatuto social con el objeto de denominar el capital de la Compañía en dólares de los Estados Unidos de América.

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 marzo de 2026 fue una utilidad de US\$ 159 millones, lo que representa un incremento de un 8,2% comparado con los US\$ 147 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 31 de marzo de 2026 y 2025:

ESTADO DE RESULTADO CONSOLIDADO (en millones de US\$)	Cifras Acumuladas			
	mar-26	mar-25	Variación	Var %
Ingresos	845	764	81	10,6%
Ingresos ordinarios	688	730	(42)	(5,8%)
Otros ingresos de explotación	157	34	123	n/a
Aprovisionamientos y Servicios	(543)	(524)	(19)	3,5%
Compras de energía	(369)	(346)	(23)	6,6%
Consumo de combustible	(78)	(95)	17	(17,5%)
Gastos de transporte	(65)	(52)	(13)	24,0%
Otros aprovisionamientos y servicios	(31)	(31)	0	(1,0%)
Margen de Contribución	303	240	63	26,1%
Trabajos para el inmovilizado	2	1	1	73,0%
Gastos de personal	(13)	(12)	(1)	4,8%
Otros gastos por naturaleza	(22)	(21)	(1)	5,8%
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	270	208	62	29,6%
Depreciación y amortización	(23)	(17)	(6)	36,2%
Resultado de Explotación (EBIT)	246	191	55	29,0%
Resultado Financiero	(32)	9	(41)	n/a
Ingresos financieros	7	12	(5)	(43,4%)
Gastos financieros	(20)	(12)	(8)	68,7%
Resultados por unidades de reajuste	-	8	(8)	(100,0%)
Diferencia de cambio	(19)	1	(20)	n/a
Otros Resultados distintos de la Operación	4	3	1	46,1%
Sociedades contabilizadas por método de participación	4	3	1	27,3%
Ventas de Activos	1	-	1	0,0%
Resultado Antes de Impuestos	219	203	16	7,8%
Impuesto sobre sociedades	(58)	(54)	(4)	7,8%
Resultado del Periodo	160	149	11	7,1%
Resultado atribuible a los propietarios de la controladora	159	147	12	8,2%
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	1	2	(1)	(35,6%)
(Pérdida) Utilidad por acción US\$ (1)	0,019	0,018	0,001	8,2%

(1) Al 31 de marzo de 2026 y 2025, el número promedio de acciones ordinarias en circulación ascendió a 8.201.754.580

RESULTADO DE EXPLOTACIÓN

Al 31 de marzo de 2026, el EBITDA de la Compañía aumentó en US\$ 62 millones y totalizó una utilidad de US\$ 270 millones, en tanto que el resultado de explotación aumentó en US\$ 55 millones a marzo de 2026, totalizando una utilidad por US\$ 246 millones.

Los **ingresos de explotación** fueron de US\$ 845 millones, reflejando un aumento de US\$ 81 millones, equivalente a un 10,6% comparado con el mismo periodo del año anterior, que se explica fundamentalmente por lo siguiente:

- > **Menores ventas de energía por US\$ 43 millones**, debido a menores ingresos por US\$ 55 millones explicados principalmente por un precio medio de venta y menores ventas físicas por -175 GWh (clientes regulados -23 GWh, mercado spot -19 GWh y clientes libres -133 GWh). Lo anterior fue parcialmente compensado por el efecto positivo de coberturas de tipo de cambio por US\$ 12 millones.
- > **Mayores otros ingresos de explotación por US\$ 123 millones**, explicado principalmente por, una operación de optimización de gas, producto de una negociación de contrato entre Enel Generación Chile y el suministrador de gas, Shell, materializando modificaciones al acuerdo existente en cuanto a volúmenes comprometidos, generando mayores ingresos por US\$ 140 millones. Lo anterior fue parcialmente compensado por menores ingresos por derivados de commodities por US\$ 15 millones.

Los **costos por aprovisionamientos y servicios** aumentaron en US\$ 19 millones, equivalente a un 3,5%, que se explican por:

- > **Mayores compras de energía por US\$ 23 millones**, que se explican fundamentalmente por un mayor costo asociado a mayores precios medios de compra de energía, a pesar de existir menores compras físicas de -9,7 GWh.
- > **Mayores gastos de transporte por US\$ 13 millones**, explicado principalmente por un mayor costo de regasificación y transporte de gas por US\$ 10 millones.
- > **Menores costos por consumo de combustible por US\$ 17 millones**, explicado por; (i) un menor costo de gas principalmente por un menor precio medio de compra por US\$ 12 millones y; (ii) un menor consumo de petróleo por US\$ 4 millones.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL GENERACIÓN CHILE

AL 31 DE MARZO DE 2026



Los **gastos de personal** (neto de trabajos para el inmovilizado) alcanzaron los US\$ 12 millones al 31 de marzo de 2026 y se mantuvieron en línea con el monto alcanzado en el mismo período terminado al 31 de marzo de 2025.

Los **otros gastos por naturaleza** aumentaron en US\$ 1 millón, principalmente por servicios de mantención y reparación.

A continuación, se muestra los ingresos, costos y resultados de explotación al 31 de marzo de 2026 y 2025:

	Cifras Acumuladas (en millones de US\$)					
	mar-26			mar-25		
	Ingresos Operacionales	Costos Operacionales	Resultado de Explotación	Ingresos Operacionales	Costos Operacionales	Resultado de Explotación
Enel Generación Chile S.A.	823	(601)	222	736	(581)	155
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	32	(7)	25	42	(6)	36
Ajustes de consolidación subsidiaria	(10)	9	(1)	(14)	14	-
Total Consolidado	845	(599)	246	764	(573)	191

La venta de energía de Enel Generación Chile y su subsidiaria, para los ejercicios terminados al 31 de marzo de 2026 y 2025, se muestran a continuación:

(en millones de US\$)	Cifras Acumuladas			
	mar-26	mar-25	Variación	Var %
Clientes Regulados	271	267	4	1,4%
Clientes no Regulados	366	414	(48)	(11,6%)
Ventas de Mercado Spot	23	22	1	5,5%
Total Venta de Energía	660	703	(43)	(6,1%)

RESULTADO NO OPERACIONAL

A continuación, se presenta un resumen del resultado no operacional al 31 de marzo de 2026 y 2025:

RESULTADOS NO OPERACIONALES (en millones de US\$)	Cifras Acumuladas			
	mar-26	mar-25	Variación	%
Ingresos financieros	7	12	(5)	(43,4%)
Gastos financieros	(20)	(12)	(8)	68,7%
Resultados por unidades de reajuste	-	8	(8)	n/a
Diferencia de cambio	(19)	1	(20)	n/a
Total Resultado Financiero	(32)	9	(41)	n/a
Sociedades contabilizadas por método de participación	4	3	1	n/a
Total Otros Resultados Distintos de la Operación	4	3	1	n/a
Resultado Antes de Impuesto	219	203	16	7,8%
Impuesto sobre Sociedades	(58)	(54)	(4)	7,8%
Resultado del Periodo	160	149	11	7,1%
Atribuible a los propietarios de la controladora	159	147	12	8,2%
Atribuible a participaciones no controladoras	1	2	(1)	(35,6%)

Resultado Financiero:

Al 31 de marzo de 2026 el resultado financiero alcanzó una pérdida de US\$ 32 millones, lo que representa una variación negativa de US\$ 41 millones respecto al mismo período del año anterior. Estos resultados están principalmente explicados por:

Menores ingresos financieros por US\$ 5 millones, que se explican principalmente por menores intereses generados por los fondos invertidos a través del Contrato de Caja Centralizada con Enel Chile S.A por US\$ 6 millones. Lo anterior compensado con mayores intereses generados por cuentas por cobrar a compañías de Distribución Eléctrica por US\$ 1 millón, producto de postergaciones en la fecha de emisión de los correspondientes decretos.

Mayores gastos financieros por US\$ 8 millones, que se explican principalmente por una menor capitalización de intereses asociada al proyecto Los Cóndores por US\$ 7 millones y

mayores costos financieros por acuerdos de optimización de calendario de pago con proveedores por US\$ 4 millones. Lo anterior, compensado por menores gastos financieros por operaciones de venta y cesión de derechos de las cuentas por cobrar a clientes por venta de energía por US\$ 3 millones.

Menor utilidad por unidades de reajuste por US\$ 8 millones, principalmente explicada por

una menor utilidad en impuestos por recuperar por US\$ 5 millones y por mayores efectos negativos por reajuste de cuentas comerciales por cobrar por USD\$ 3 millón.

Mayor pérdida por diferencias de cambio por US\$ 20 millones, explicada principalmente por; (i) mayor pérdida neta por US\$ 16 millones asociadas a las cuentas por cobrar y pagar en moneda extranjera y; (ii) por US\$ 4 millones una mayor pérdida por diferencia de cambio negativa por cuentas por cobrar a empresas relacionadas.

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\$ 1 millón durante el período 2026, que 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\$ 58 millones de gasto, lo que representa un mayor gasto de US\$ 4 millones, respecto a igual período del año anterior. Esta variación se explica principalmente por un mayor gasto por impuesto de US\$ 4 millones, producto de un mayor resultado de la compañía.

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Los Activos Totales de la Compañía aumentaron en US\$ 34 millones al 31 de marzo de 2026, comparado con el total de activos al 31 de diciembre 2025.

ACTIVOS (en millones de US\$)	mar-26	dic-25	Variación	Var %
Activos Corrientes	1.601	1.592	9	0,6%
Activos No Corrientes	3.001	2.976	25	0,8%
Total Activos	4.602	4.569	34	0,7%

Los Activos Corrientes presentaron un aumento de US\$ 9 millones al 31 de marzo de 2026 y las variaciones de los principales rubros se resumen como sigue:

- **Aumento de Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes por US\$ 82 millones**, se explica fundamentalmente por un aumento de US\$90 millones de cuentas por cobrar derivadas del ciclo ordinario de facturación y cobranza. Lo anterior parcialmente compensado por una disminución de US\$12 millones que se relacionan con la facturación del Decreto 14T y 24T.
- **Aumento de Inventarios por US\$ 7 millones**, principalmente por mayor stock de Gas al 31 de marzo de 2026, respecto al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025.
- **Disminución de Otros activos no financieros corrientes por US\$ 34 millones**, explicado por; (i) un menor IVA crédito fiscal por US\$ 28 millones y; (ii) un menor saldo de gastos pagados por anticipado por amortizaciones ocurridas en el período por US\$ 5 millones.
- **Disminución en Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes por US\$ 49 millones**, principalmente por; (i) un menor saldo en fondos invertidos a través del Contrato de Caja Centralizada con Enel Chile S.A. por US\$ 23 millones; (ii) un menor saldo por cobrar a GNL Chile S.A. por US\$ 21 millones correspondiente a anticipos por compra de gas y; (iii) un menor saldo por cobrar a Enel Distribución Chile S.A. por US\$ 9 millones por concepto de venta de energía. Lo anterior parcialmente compensado por una mayor cuenta por cobrar por concepto de operaciones de derivados de commodities a Enel Global Trading por US\$ 3 millones.

Los Activos No Corrientes aumentaron en US\$ 25 millones respecto del saldo al 31 de diciembre de 2025. Las variaciones de los principales rubros se describen como sigue:

- **Aumento de Inversiones contabilizadas usando el método de la participación por US\$ 4 millones**, que corresponde principalmente al reconocimiento de utilidades del primer trimestre de 2026 de la Sociedad GNL Chile.
- **Aumento de Propiedades, planta y equipo por US\$ 24 millones**, que corresponde principalmente a un aumento de las obras en curso por US\$ 45 millones, compensado parcialmente por la depreciación del ejercicio por US\$ 21 millones.
- **Disminución de Activos por impuestos diferidos por US\$ 2 millones**, se explican principalmente por menores impuestos diferidos por la disminución de las provisiones de recursos humanos y menores provisiones de desmantelamiento.
- **Disminución de Activos Intangibles distintos a la plusvalía por US\$ 1 millón**, se explica principalmente por la amortización de programas informáticos.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL GENERACIÓN CHILE

AL 31 DE MARZO DE 2026



Los Pasivos Totales de la Compañía al 31 de marzo de 2026, incluido el Patrimonio, aumentaron en US\$ 34 millones comparado con el total de pasivos y patrimonio al 31 de diciembre de 2025.

PASIVOS Y PATRIMONIO (en millones de US\$)	mar-26	dic-25	Variación	Var %
Pasivo Corriente	1.221	1.133	88	7,7%
Pasivo No corriente	434	650	(217)	(33,3%)
Patrimonio Total	2.948	2.785	163	5,8%
<i>Atribuible a los propietarios de la controladora</i>	2.935	2.774	161	5,8%
<i>Participaciones no controladoras</i>	13	11	1	11,4%
Total Patrimonio y Pasivos	4.602	4.569	34	0,7%

Los Pasivos Corrientes presentaron un aumento de US\$ 88 millones y las variaciones de los principales rubros se resumen como sigue:

- **Incremento en Otros pasivos financieros corrientes por US\$ 202 millones**, explicado principalmente por (i) incremento por traspaso desde el largo plazo al corto plazo US\$ 206 millones de bonos extranjeros en dólares que tienen vencimientos en los próximos 12 meses y; (ii) incremento por US\$ 2 millones por devengamiento de intereses de bonos en moneda nacional. Lo anterior parcialmente compensado por disminución de US\$ 6 millones de pagos de intereses de bonos en moneda extranjera.
- **Incremento de Pasivos por impuestos corrientes por US\$ 15 millones**, por provisiones de impuesto a la renta superiores a los pagos provisionales mensuales.
- **Disminución de Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes por US\$ 75 millones**, principalmente por (i) una disminución en cuenta por pagar a proveedores de compra de combustible por US\$ 38 millones; (ii) un menor saldo por pagar a acreedores de bienes y servicios por US\$ 44 millones y; (iii) menores dividendos por pagar a terceros por US\$ 7 millones. Lo anterior parcialmente compensado por mayores otras cuentas por pagar por compras de energía por US\$ 12 millones.
- **Disminución de Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes por US\$ 53 millones**, principalmente por; (i) el pago de dividendos a la Sociedad Matriz Enel Chile S.A. por US\$ 54 millones y; (ii) menor cuenta por pagar a Enel Global Trading S.p.A. por concepto de derivados de commodities por US\$ 7 millones. Lo anterior parcialmente compensado por un mayor saldo por pagar a GNL Chile S.A. por US\$ 6 millones por concepto de compra de gas.

- **Disminución de Otros pasivos no financieros corrientes por US\$ 2 millones**, que corresponde a un menor saldo de IVA débito fiscal por US\$ 1 millón y un menor saldo por ingresos diferidos por US\$ 1 millón.

Los Pasivos Corrientes presentaron una disminución de US\$ 217 millones y las variaciones de los principales rubros se resumen como sigue:

- **Disminución en Otros pasivos financieros no corrientes por US\$ 208 millones**, explicado principalmente por una disminución en deuda en bonos por US\$ 206 millones, que corresponde al traspaso al pasivo corriente por el vencimiento en el corto plazo de la emisión de bonos en US\$.
- **Disminución de Otras provisiones no corrientes por US\$ 2 millones**, principalmente traspasos al pasivo corriente por US\$ 3 millones por los trabajos a realizar en los próximos 12 meses en las centrales Bocamina y Tarapacá, compensados parcialmente por el incremento de US\$ 1 millón asociado a la actualización de las provisiones del resto de las centrales a dismantelar en el largo plazo.
- **Disminución de Otros pasivos no financieros no corrientes por US\$ 5 millones**, correspondiente a ingresos diferidos.

El Patrimonio Total ascendió a US\$ 2.948 millones al 31 de marzo de 2026.

El Patrimonio atribuible a los propietarios de Enel Generación Chile fue de US\$ 2.935 millones, presentando un aumento de US\$ 161 millones respecto al 31 de diciembre de 2025, que se explica principalmente por el (i) resultado positivo del ejercicio por US\$ 159 millones y; (ii) resultados integrales positivos por US\$ 2 millones.

El Patrimonio atribuible a las participaciones no controladoras, fue de US\$ 13 millones, presentando una variación positiva de US\$ 2 millones respecto del saldo al 31 de diciembre de 2025, explicado por el resultado positivo del período terminado al 31 de marzo de 2026.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL GENERACIÓN CHILE

AL 31 DE MARZO DE 2026



Evolución de los principales indicadores financieros

INDICADOR FINANCIERO		UNIDAD	mar-26	dic-25	mar-25	Variación	Variación %
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	1,31	1,41		(0,10)	(7,1%)
	Razón Ácida (2)	Veces	1,27	1,36		(0,09)	(6,6%)
	Capital de Trabajo	MMUS\$	381	459		(78)	(17,1%)
Endeudamiento	Razón de endeudamiento (3)	Veces	0,56	0,64		(0,08)	(12,5%)
	Deuda Corto Plazo (4)	%	73,8%	63,5%		10,3%	16,2%
	Deuda Largo Plazo (5)	%	26,2%	36,5%		(10,3%)	(28,2%)
	Cobertura Costos Financieros (6)	Veces	6,93		69,33	(62,40)	(90,0%)
Rentabilidad	Resultado explotación/Ingreso explotación	%	29,2%		25,0%	4,2%	16,6%
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE) (7)	%	19,1%		19,8%	(0,7%)	(3,7%)
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA) (8)	%	12,1%		10,9%	1,2%	10,6%

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

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

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

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

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

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

(7) Corresponde a la razón entre (i) la ganancia del período atribuible a los propietarios de la controladora por 12 meses móviles al 31 de marzo de 2026 y (ii) el promedio entre el patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora al inicio del período y al fin del período

(8) Corresponde a la razón entre (i) resultado total del período por 12 meses móviles al 31 de marzo de 2026 y (ii) el promedio del total de activos al inicio del período y al fin del período.

- > **La liquidez corriente** al 31 de marzo de 2026 alcanzó 1,31 veces, presentando una disminución de 7,1% respecto a diciembre de 2025. Esta disminución se debe principalmente a un incremento en los otros pasivos financieros corrientes.
- > **La razón ácida** al 31 de marzo de 2026 alcanzó 1,27 veces, presentando una disminución de 6,6% con respecto al 31 de diciembre de 2025. Esta disminución se debe principalmente a un incremento en los otros pasivos financieros corrientes.
- > **El capital de trabajo** al 31 de marzo de 2026 fue de US\$ 381 millones, presentando una disminución de US\$ 78 millones respecto a diciembre de 2025, principalmente por el incremento de otros pasivos financieros corrientes.

- > **La razón de endeudamiento** se sitúa en 0,56 veces, un 12,5% menor a diciembre de 2025, esta disminución se explica principalmente por el incremento patrimonial por las utilidades del período, manteniendo un equilibrio entre los pasivos corrientes y no corrientes.
- > **La cobertura de costos financieros** al 31 de marzo de 2026 fue de 6,9 veces, lo que indica la capacidad de cubrir los gastos financieros con el EBITDA generado en el período. Este índice presentó una disminución de un 90% explicado principalmente porque en el período de tres meses terminado al 31 de marzo de 2025 los costos financieros por obligaciones financieras se veían prácticamente neutralizados por resultados por unidades de reajuste y la revaluación de diferencias de cambio por partidas distintas al dólar. En el período de tres meses terminados al 31 de marzo de 2026, los costos financieros por obligaciones financieras tienen un incremento, y las diferencias de cambio presentan un efecto negativo.
- > **El índice de rentabilidad** alcanzó un 29,2% superior en 4,2 puntos base a la rentabilidad del 25,0% alcanzado en el período de tres meses terminado al 31 de marzo de 2025, este incremento se debe principalmente a la operación de optimización de gas que generó un incremento de otros ingresos por el acuerdo comercial con Shell perfeccionado durante el primer trimestre de 2026.
- > **La rentabilidad del patrimonio** de los propietarios de la controladora alcanzó un 19,1% inferior en 0,7 puntos base a los 19,8% alcanzados en el mismo período de 2025, esta disminución se debe principalmente a una menor utilidad en el período móvil de 12 meses terminados al 31 de diciembre de 2026, por incremento en los gastos financieros.
- > **La rentabilidad de los activos** alcanzó un 12,1% superior en 1,2 puntos base a la rentabilidad del 10,9% alcanzada al 31 de marzo de 2025. Este incremento se debe principalmente a la disminución del total promedio de activos en el período terminado al 31 de marzo de 2026, principalmente por disminución de las cuentas por cobrar comerciales.

3. PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO

El Grupo Enel Generación Chile generó un flujo de efectivo neto positivo de US\$ 9 millones por el período de tres meses terminado al 31 de marzo de 2026, lo que representa una variación positiva de US\$ 41 millones con respecto al mismo período 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\$)	mar-26	mar-25	Variación	Var %
Flujo de Operación	83	19	65	347,1%
Flujo de Inversión	(3)	18	(21)	(116,1%)
Flujo de Financiamiento	(71)	(68)	(3)	(4,5%)
Flujo neto del periodo	9	(32)	41	129,7%

Las actividades de operación generaron un flujo positivo de US\$ 83 millones, lo que representa un incremento de US\$ 65 millones respecto al mismo período de tres meses terminado al 31 de marzo de 2025. Este flujo está compuesto principalmente por cobros por venta de bienes y prestación de servicios por US\$ 1.053 millones, compensado en parte por pagos a proveedores por suministro de bienes y servicios por US\$ 870 millones, por pagos a y por cuenta de los empleados por US\$ 12 millones, por pagos de impuestos por US\$ 59 millones y otros pagos por actividades de operación por US\$ 29 millones.

Las actividades de inversión generaron un flujo negativo de US\$ 3 millones, lo que representa una disminución de US\$ 21 millones respecto al mismo período de tres meses terminado al 31 de marzo de 2025. Este flujo está compuesto principalmente por incorporaciones de propiedades, planta y equipo por US\$ 36 millones, compensado en parte por intereses recibidos por US\$ 6 millones, recaudación de ventas de propiedad planta y equipo por US\$ 4 millones y recaudación neta de fondos invertidos por US\$ 23 millones mediante el Contrato de Caja Centralizada con Enel Chile.

Las actividades de financiamiento generaron un flujo negativo de US\$ 71 millones. Este flujo está originado principalmente por dividendos pagados por US\$ 59 millones y pago de intereses por préstamos por US\$ 12 millones.

A continuación, se presentan los desembolsos por incorporación de Propiedades, Planta y Equipo y su depreciación, para los períodos terminados al 31 de marzo de 2026 y 2025:

Información Propiedades, Planta y Equipo (en millones de US\$)				
EMPRESA	Desembolsos por incorporación de Propiedades, Planta y Equipo		Depreciación	
	mar-26	mar-25	mar-26	mar-25
Enel Generación Chile	35	5	22	12
Pehuenche	1	-	2	2
Total Consolidado	36	5	23	14

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.

Para ver mayores antecedentes de los riesgos cubiertos, ver nota 21 de los estados financieros de Enel Generación Chile S.A. al 31 de marzo de 2026.

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.