



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DE ENEL 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 Chile S.A. alcanzó una utilidad de US\$ 162 millones a marzo de 2026, equivalente a una disminución de 7,0% respecto a marzo de 2025 explicada principalmente por un mayor gasto en el resultado financiero, el cual contrarrestó el mejor resultado operacional registrado durante el período.
- Los ingresos operacionales alcanzaron un total de US\$ 1.198 millones a marzo de 2026, con un incremento de 8,7% respecto a marzo de 2025.
- Los costos de aprovisionamientos y servicios registraron un valor de US\$ 682 millones a marzo de 2026, equivalente a un 4,8% de alza respecto a igual período del año anterior.
- Como consecuencia de los factores descritos, el EBITDA de la Compañía aumentó un 15,8% al alcanzar un valor de US\$ 423 millones a marzo de 2026.
- El resultado financiero pasó de un gasto por US\$ 26 millones a marzo de 2025 a un gasto por US\$ 78 millones a marzo de 2026, explicado fundamentalmente por una menor ganancia por diferencias de cambio y por mayores gastos financieros.
- El 1 de abril de 2026, Enel Chile, a través de su filial Enel Green Power Chile, inició la construcción del sistema de almacenamiento de energía en baterías Azabache BESS, en la Región de Antofagasta, proyecto que se integra a la central híbrida de energía renovable y que combinará tres tecnologías en un mismo sitio: solar, eólica y almacenamiento. El sistema contará con una potencia instalada de 94 MW y una capacidad de almacenamiento de 372 MWh, donde 36 MW estarán disponibles en la Central Eólica Valle de los Vientos y 58 MW en la Central Fotovoltaica Azabache.



RESUMEN POR NEGOCIO

Generación

- La generación de energía neta disminuyó un 2,4% al totalizar 5.446 GWh a marzo de 2026 (-135 GWh), debido principalmente a un menor despacho hidroeléctrico, el cual fue compensado en gran medida por una mayor producción solar y de ciclos combinados.
- Las ventas físicas de energía se redujeron un 2,1% respecto a marzo de 2025, al alcanzar 7.878 GWh (-171 GWh) a marzo de 2026, explicado fundamentalmente por menores ventas a clientes libres.
- Los ingresos operacionales aumentaron un 12,2% al llegar a US\$ 874 millones a marzo de 2026.
- Los costos de aprovisionamientos y servicios registraron un total de US\$ 435 millones a marzo de 2026, equivalente a un alza de 6,2% respecto a marzo de 2025, debido en gran medida a mayores costos por compras de energía y gastos de transporte.
- Como consecuencia de los factores descritos, el EBITDA del Segmento de Generación se incrementó un 22,0% respecto a marzo de 2025 al registrar un valor total de US\$ 386 millones a marzo de 2026.

Información Física	mar-26	mar-25	Var %
Total Ventas (GWh)	7.878	8.049	(2,1%)
Total Generación (GWh)	5.446	5.581	(2,4%)



Distribución y Redes

- Las ventas físicas se mantuvieron estables respecto a marzo de 2025 al llegar a 3.653 GWh a marzo de 2026.
- El número de clientes creció un 1,1% al cierre de marzo de 2026 al alcanzar un total de 2.194.139 usuarios finales, especialmente en el segmento residencial. Por otra parte, las pérdidas de energía pasaron de 5,8% en marzo de 2025 a 6,7% en marzo de 2026.
- Los ingresos operacionales se mantuvieron estables respecto a marzo 2025 al registrar un valor de US\$ 432 millones debido a mayores ventas de energía compensadas por menores otros ingresos.
- Los costos de aprovisionamiento y servicios totalizaron US\$ 360 millones a marzo de 2026, equivalente a un 0,9% de alza con relación a marzo de 2025, explicada principalmente por mayores gastos de transporte.
- Dado lo descrito anteriormente, el EBITDA del Segmento de Distribución y Redes alcanzó un valor de US\$ 41 millones a marzo de 2026, US\$ 9 millones bajo el nivel registrado en marzo de 2025.

Información Física	mar-26	mar-25	Var %
Total Ventas (GWh)	3.653	3.660	(0,2%)
Clientes	2.194.139	2.169.976	1,1%



RESUMEN FINANCIERO – ENEL CHILE

La deuda financiera bruta de la Compañía aumentó en US\$ 41 millones con respecto a diciembre 2025, totalizando US\$ 3.882 millones. Esta variación se explica por los siguientes movimientos:

- El giro de la línea de crédito comprometida de Enel Chile con CAF por un total de US\$ 50 millones.
- Una disminución de US\$ 9 millones por concepto de pasivos por arrendamiento (NIIF16).

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

- Efectivo y equivalentes al efectivo : US\$ 454 millones
- Líneas de crédito comprometidas disponibles : US\$ 640 millones

El costo promedio de la deuda en marzo de 2026 se mantuvo en 4,9% con respecto a diciembre de 2025.

Cobertura y protección:

Con el objeto de mitigar los riesgos financieros asociados a la variación de tipo de cambio y de interés, Enel Chile ha establecido políticas y procedimientos para proteger sus estados financieros ante la volatilidad de estas variables.

La política de cobertura de riesgo de tipo de cambio de Enel Chile establece que debe existir un equilibrio en el largo plazo entre la moneda de indexación de los flujos que genera cada compañía y la moneda en que se endeudan. Por lo anterior, a la fecha, el Grupo Enel Chile cuenta con contratos cross currency swaps por un valor de US\$ 170 millones y forwards por US\$ 305 millones.

A fin de reducir la volatilidad de los estados financieros debido a cambios en la tasa de interés, el Grupo Enel Chile mantiene un adecuado balance en la estructura de deuda, para lo cual cuenta con contratos swaps de tasa de interés por US\$ 286 millones.

INFORMACIÓN RELEVANTE PARA EL ANÁLISIS DE LOS PRESENTES ESTADOS FINANCIEROS

Cambios Regulatorios:

- > Como parte de la agenda social anunciada por el gobierno, se publicó el 2 de noviembre de 2019 en el Diario Oficial la Ley N°21.185, del Ministerio de Energía, que creó un *Mecanismo Transitorio de Estabilización de Precios de la Energía Eléctrica para Clientes sujetos a Regulación de Tarifas* (en adelante “Ley de Estabilización Tarifaria”). Por medio de esta Ley, entre el 1 de julio de 2019 y el 31 de diciembre de 2020, los precios a traspasar a clientes regulados serían los niveles de precios definidos para el primer semestre de 2019 (Decreto 20T/2018) y se denominarían “Precio Estabilizado a Cliente Regulado” (PEC). Entre el 1 de enero 2021 y hasta el término del mecanismo de estabilización, los precios serían aquellos definidos en las fijaciones semestrales a que se refiere el artículo 158 de la Ley Eléctrica, no pudiendo ser superior al PEC ajustado de acuerdo al Índice de Precios al Consumidor a partir del 1 de enero de 2021 con base en la misma fecha (PEC ajustado). Las diferencias de facturación producto de la aplicación de este mecanismo darían origen a una cuenta por cobrar a favor de los generadores con un límite de US\$ 1.350 millones hasta el 2023. Dicho límite fue alcanzado en enero de 2022. El saldo debe ser recuperado a más tardar el 31 de diciembre de 2027.

Con fecha 14 de diciembre de 2020, la Comisión Nacional de Energía (CNE) publicó la Resolución N°340 Exenta, que modificó las disposiciones técnicas para la implementación de la Ley de Estabilización Tarifaria. Esta Resolución aclaró que el pago a cada suministrador “deberá irse imputando al pago de saldos de manera cronológica, pagándose de los saldos más antiguos a los más nuevos” y no de manera ponderada sobre el total de saldos pendientes de pago, como la Industria interpretaba hasta dicha fecha.

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

- > El día 2 de agosto de 2022 fue publicada la Ley N°21.472, que creó un *Fondo de Estabilización de Tarifas y establece un Nuevo Mecanismo de Estabilización Transitorio de Precios de la Electricidad para Clientes Sometidos a Regulación de Precios*. Esta Ley establece un Mecanismo de Protección al Cliente (MPC) que tendrá por objeto pagar las diferencias que se produzcan entre los precios de los respectivos contratos de suministro regulado y la tarifa estabilizada. El objetivo es impedir el alza en las cuentas de energía eléctrica en el año 2022 y permitir alzas graduales durante la próxima década. Las diferencias que serán cubiertas por un fondo transitorio de 1.800 MMUSD, mediante un nuevo instrumento denominado Documento de Pago, emitido en forma mensual por la Tesorería General de la República a las empresas de generación de energía eléctrica, en dólares estadounidenses, reajutable, cedible, con fecha de vencimiento máxima a diciembre de 2032 y con garantía estatal.

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

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

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

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

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

Por otra parte, los clientes con consumo mensual de más de 350 kWh-mes pagan el precio real de la energía y potencia a partir de la publicación del decreto de precio de nudo promedio correspondiente al primer semestre 2024 más un cargo adicional (cargo MPC) que permitirá extinguir la deuda acumulada por el PEC y MPC. A su vez, los clientes con consumos menores o iguales a 350 kWh-mes pagan el precio real de la energía y potencia a partir de la publicación del decreto de precio nudo promedio correspondiente al segundo semestre 2024 y a contar del decreto del primer semestre 2025 se adiciona el cargo MPC.

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

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

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

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

Cambio de moneda funcional y de moneda de presentación:

A contar del 1 de enero de 2025, Enel Chile cambió su moneda funcional de pesos chilenos a dólares de los Estados Unidos de América, debido a que la divisa estadounidense pasó a ser la moneda que influye significativamente en el entorno económico donde opera la Compañía.

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

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

El cambio en la moneda de presentación en Enel Chile fue contabilizado como un cambio en política contable y aplicado retrospectivamente, como si la nueva moneda de presentación hubiese sido siempre la moneda de presentación de los estados financieros consolidados. Para mayor información, dirigirse a la nota N°3 de los Estados Financieros Consolidados de Enel Chile al 31 de marzo de 2026.



MERCADO EN QUE PARTICIPA ENEL CHILE S.A.

Segmento de Generación

El negocio de generación, desarrollado a través de nuestras subsidiarias Enel Generación Chile y Enel Green Power Chile (en adelante EGP Chile), cuenta con una potencia neta total de 8.884 MW¹ al 31 de marzo de 2026. Los activos de generación se encuentran diversificados, con foco en energías renovables, las cuales representan un 78%² de la potencia neta de Enel Chile. Es así como 3.666 MW corresponden a unidades de generación hidroeléctricas, 1.945 MW a centrales térmicas que operan con gas o petróleo, 2.084 MW a plantas solares, 903 MW a unidades de generación eólica, 83 MW a capacidad geotérmica y 203 MW a sistemas de almacenamiento de energía (BESS).

A continuación, el cuadro resume la información física de nuestro Segmento de Generación al 31 de marzo de 2026 y 2025:

Mercados en que participa	Ventas de Energía (GWh)			Participación de mercado (%)	
	mar-26	mar-25	Var %	mar-26	mar-25
Sistema Eléctrico Nacional (SEN)	7.878	8.049	(2,1%)	39,3%	40,3%

¹ Al 31 de diciembre de 2025, la potencia neta total reportada por Enel Chile fue de 8.904 MW. La disminución se explica por la salida de la central térmica Tarapacá, que contaba con una potencia neta de 20 MW, ocurrida el 9 de marzo de 2026.

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

Segmento de Distribución y Redes

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

Enel Distribución Chile es una de las compañías de distribución eléctrica más grande de Chile, en términos de número de clientes regulados, activos de distribución y ventas de energía. Opera en un área de concesión de 2.105 kilómetros cuadrados, distribuyendo electricidad en 33 comunas de la Región Metropolitana.

A continuación, el cuadro resume la información física de nuestro Segmento de Distribución y Redes al 31 de marzo de 2026 y 2025:

Información Física	Ventas de Energía (GWh)			Pérdidas de energía (%)	
	mar-26	mar-25	Var %	mar-26	mar-25
Negocio de Distribución y Redes	3.653	3.660	(0,2%)	6,7%	5,8%

Otra Información	mar-26	mar-25	Var %
Número de Clientes	2.194.139	2.169.976	1,1%
Clientes/Empleados	4.109	3.967	3,6%

El siguiente cuadro muestra los ingresos por ventas de energía por segmento de negocio y tipo de clientes, al 31 de marzo de 2026 y 2025:

INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA (en millones de US\$)	Total Segmentos		Estructura y Ajustes		Total General	
	mar-26	mar-25	mar-26	mar-25	mar-26	mar-25
Generación	684	717	(114)	(122)	570	595
Clientes Regulados	274	273	(114)	(121)	160	152
Clientes no Regulados	366	402	-	(1)	366	401
Ventas de Mercado Spot	44	42	-	-	44	42
Distribución y Redes	414	408	(7)	(5)	407	403
Residenciales	213	212	-	-	213	212
Comerciales	120	121	-	-	120	121
Industriales	30	32	-	-	30	32
Otros Consumidores	51	43	(7)	(5)	44	38
Eliminación intercompañías de distinta Línea de negocio	(121)	(127)	-	-	-	-
Ingresos por Ventas de Energía	977	998	(121)	(127)	977	998
Variación en millones de US\$ y %	(21)	(2,1%)	-	-	(21)	(2,1%)

I. ANÁLISIS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

1. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

Al 31 de marzo de 2026, el resultado neto atribuible a los accionistas de Enel Chile alcanzó una utilidad de US\$ 162 millones, lo que representa una disminución de US\$ 12 millones, o un 7,0% respecto al año anterior. Esta disminución se explica principalmente por un mayor gasto en el resultado financiero, el cual contrarrestó el mejor resultado operacional registrado durante el período.

ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS (en millones de US\$)	mar-26	mar-25	Variación	Var %
Ingresos	1.198	1.102	96	8,7%
Ingresos ordinarios	1.034	1.052	(18)	(1,7%)
Otros ingresos de explotación	164	50	114	228,0%
Aprovisionamientos y Servicios	(682)	(651)	(31)	4,8%
Compras de energía	(485)	(453)	(32)	7,0%
Consumo de combustible	(78)	(95)	17	(17,4%)
Gastos de transporte	(75)	(56)	(19)	34,4%
Otros provisionamientos y servicios	(43)	(47)	3	(6,7%)
Margen de Contribución	516	452	64	14,3%
Trabajos para el inmovilizado	9	6	3	47,3%
Gastos de personal	(42)	(38)	(4)	11,6%
Otros gastos por naturaleza	(59)	(54)	(5)	9,4%
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	423	365	58	15,8%
Depreciación y amortización	(99)	(84)	(14)	17,0%
Pérdidas por deterioro (reversiones)	-	-	-	n/a
Pérdidas por Deterioro (Reversiones) por aplicación de NIIF 9	(9)	(9)	0	(4,3%)
Resultado de Explotación (EBIT)	316	272	44	16,2%
Resultado Financiero	(78)	(26)	(52)	203,1%
Ingresos financieros	11	15	(4)	(25,5%)
Gastos financieros	(67)	(57)	(11)	18,8%
Resultados por unidades de reajuste	2	8	(6)	(75,1%)
Diferencia de cambio	(23)	9	(32)	n/a
Otros Resultados distintos de la Operación	4	3	1	33,3%
Sociedades contabilizadas por método de participación	4	3	1	16,1%
Otras ganancias	1	-	1	n/a
Resultado Antes de Impuestos	242	249	(7)	(2,8%)
Impuesto sobre sociedades	(68)	(63)	(5)	7,8%
Resultado del Período	174	186	(12)	(6,4%)
Resultado atribuible a los propietarios de la controladora	162	175	(12)	(7,0%)
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	12	12	-	-
Utilidad por acción US\$ ⁽¹⁾	0,0023	0,0025	(0,0002)	(7,0%)

(1) Al 31 de marzo de 2026 y 2025, el número promedio de acciones ordinarias en circulación ascendió a 69.166.557.219.



EBITDA

El EBITDA consolidado de Enel Chile al 31 de marzo de 2026 alcanzó US\$ 423 millones, lo que representa un aumento de US\$ 58 millones, equivalente al 15,8% respecto de marzo de 2025, producto fundamentalmente del mejor resultado operacional registrado durante el período.

Los ingresos de explotación, costos de explotación, gastos de personal y otros gastos por naturaleza que determinan nuestro EBITDA, desglosados por cada segmento de negocios al 31 de marzo de 2026 y 2025, se presentan a continuación:

EBITDA POR SEGMENTO DE NEGOCIO (en millones de US\$)	mar-26	mar-25	Variación	Var %
Ingresos de Explotación Segmento de Generación	874	779	95	12,2%
Ingresos de Explotación Segmento de Distribución y Redes	432	434	(2)	(0,4%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(108)	(110)	2	(2,2%)
Total Ingresos de Explotación Consolidados	1.198	1.102	96	8,7%
Costos de Explotación Segmento de Generación	(435)	(410)	(25)	6,2%
Costos de Explotación Segmento de Distribución y Redes	(360)	(356)	(3)	0,9%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	113	115	(3)	(2,2%)
Total Costos de Explotación Consolidados	(682)	(651)	(31)	4,8%
Gastos de personal	(14)	(16)	2	(10,0%)
Otros gastos por naturaleza	(39)	(37)	(2)	5,1%
Total Segmento de Generación	(53)	(53)	(0)	0,5%
Gastos de personal	(6)	(5)	(1)	18,0%
Otros gastos por naturaleza	(25)	(22)	(3)	14,6%
Total Segmento de Distribución y Redes	(31)	(27)	(4)	15,2%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(9)	(6)	(2)	35,7%
EBITDA				
EBITDA Segmento de Generación	386	316	70	22,0%
EBITDA Segmento de Distribución y Redes	41	50	(9)	(18,3%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(3)	(1)	(2)	253,5%
Total EBITDA Consolidado ENEL CHILE	423	365	58	15,8%

EBITDA Segmento de Generación:

El EBITDA de nuestro Segmento de Generación al 31 de marzo de 2026 alcanzó los **US\$ 386 millones**, lo que representa un aumento de **US\$ 70 millones**, equivalente a un **22,0%** superior, con respecto al mismo periodo de 2025.

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

- Los **Ingresos de Explotación** al 31 de marzo de 2026, alcanzaron los **US\$ 874 millones**, lo que representa un **aumento de US\$ 95 millones**, o un **12,2%** superior al año anterior, que se explica fundamentalmente por lo siguiente:
 - > **Mayores otros ingresos de explotación por US\$ 125 millones**, explicado principalmente por una operación de optimización de gas entre Enel Generación Chile y el suministrador de gas, Shell, materializando modificaciones al acuerdo existente en cuanto a volúmenes comprometidos. Lo anterior generó un ingreso por **US\$ 140 millones**, parcialmente compensado por menores ingresos por derivados de commodities por **US\$ 15 millones**.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- > **Menores ventas de energía por US\$ 32 millones**, debido a menores ingresos por **US\$ 46 millones** explicados principalmente por un menor precio medio de venta y menores ventas físicas por -171 GWh (clientes libres -133 GWh, clientes regulados -19 GWh y mercado spot -19 GWh). Lo anterior fue compensado por el efecto positivo de menores coberturas de tipo de cambio por **US\$ 14 millones**.
- Los **Costos de Explotación** al 31 de marzo de 2026, ascendieron a **US\$ 435 millones**, presentando un **aumento de US\$ 25 millones**, o un **6,2%** superior al mismo periodo 2025, que se explica fundamentalmente por:
 - > **Mayores compras de energía por US\$ 30 millones**, que se explican fundamentalmente por un mayor costo asociado por un mayor precio medio de compra de energía, a pesar de existir menores compras físicas por (-36 GWh).
 - > **Mayores gastos de transporte por US\$ 12 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 consumo de gas por menores precios medios de compra por **US\$ 12 millones**; y (ii) un menor consumo de petróleo por **US\$ 4 millones**.
- Los **Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado)** alcanzaron los **US\$ 14 millones** al 31 de marzo de 2026, manteniéndose en línea con el monto alcanzado en el mismo período terminado al 31 de marzo de 2025.
- Los **Otros Gastos por Naturaleza** al 31 de marzo de 2026, alcanzaron los **US\$ 39 millones**, manteniéndose en línea con el monto alcanzado en el mismo período terminado al 31 de marzo de 2025.

EBITDA Segmento de Distribución y Redes:

El EBITDA de nuestro Segmento de Distribución y Redes alcanzó US\$ 41 millones por el periodo terminado al 31 de marzo de 2026, lo que representa una disminución de US\$ 9 millones, equivalente a un 18,3% inferior, con respecto al mismo periodo de 2025.

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

- Los **Ingresos de Explotación** alcanzaron los **US\$ 432 millones** al 31 de marzo de 2026, manteniendo un nivel similar al registrado en el mismo periodo de 2025, explicado principalmente por:
 - > **Menores otros ingresos de explotación por US\$ 12 millones**, explicado principalmente por menores ingresos por indemnización de seguros por **US\$ 14 millones**. Lo anterior fue parcialmente compensado por mayores ingresos por recuperación de consumos no registrados por **US\$ 2 millones**.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- > **Mayores ingresos por ventas de energía por US\$ 6 millones**, que se explican principalmente por: (i) un aumento de **US\$ 33 millones**, por efecto de conversión de cifras producto de la apreciación del peso chileno respecto al dólar estadounidense. Lo anterior fue, parcialmente compensado por menores ingresos por **US\$ 28 millones**, por menores ventas físicas de energía (-7 GWh), principalmente en el segmento residencial, unido al efecto asociado a un menor precio medio de venta.
- > **Mayores otras prestaciones de servicios por US\$ 3 millones**, explicado por: (i) mayores prestaciones de servicios de construcción de empalmes y alumbrado público por **US\$ 2 millones**; y (ii) un aumento de **US\$ 1 millón**, por efecto de conversión de cifras producto de la apreciación del peso chileno respecto al dólar estadounidense.
- > **Mayores otras ventas por US\$ 1 millón**, explicado por mayores prestaciones por otros negocios tales como arriendo de antenas y por traslado de redes.
- Los **Costos de Explotación** al 31 de marzo de 2026, ascendieron a **US\$ 360 millones**, lo que representa un **aumento de US\$ 3 millones**, o un **0,9%** superior con respecto al mismo periodo de 2025, que se explica principalmente por:
 - > **Mayores gastos de transporte por US\$ 8 millones**, explicados por mayores pagos a empresas de transmisión.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- > **Menores compras de energía por US\$ 3 millones**, debido a una menor compra física de energía por **US\$ 31 millones**, compensada por una variación negativa por **US\$ 27 millones** debido al efecto en conversión de cifras producto de la apreciación del peso chileno respecto al dólar estadounidense.

> **Menores otros costos de aprovisionamientos y servicios por US\$ 2 millones**, explicado principalmente por menores costos de servicio de valor agregado.

- Los **Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado)** alcanzaron los **US\$ 6 millones** al 31 de marzo de 2026, lo que representa un aumento de **US\$ 1 millón** respecto a marzo de 2025, como consecuencia principalmente de un mayor gasto por pago de bono anual y consumo de vacaciones.
- Los **Otros Gastos por Naturaleza** alcanzaron los **US\$ 25 millones** al 31 de marzo de 2026, lo que representa un **aumento de US\$ 3 millones** comparado con el mismo periodo del año anterior, que se explica principalmente por mayores gastos asociados a plan de invierno (poda de árboles).

DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y DETERIORO

A continuación, se muestra por segmento, un resumen del **EBITDA**, **Gastos por Depreciación, Amortización y Deterioro**, y **EBIT** para el Grupo Enel Chile, al 31 de marzo de 2026 y 2025:

SEGMENTO DE NEGOCIO (en millones de US\$)	mar-26			mar-25		
	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
Segmento Generación	386	(79)	307	316	(68)	248
Segmento Distribución y Redes	41	(27)	14	50	(23)	27
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(3)	(2)	(5)	(1)	(2)	(3)
Total Consolidados ENEL CHILE	423	(108)	316	365	(94)	272

La **depreciación, amortización y deterioro** ascendió a **US\$ 108 millones**, por el periodo terminado al 31 de marzo de 2026, **aumentando en US\$ 14 millones** respecto a marzo de 2025. Esta variación se explica principalmente por la entrada en operación de nuevas centrales de energías renovables.

RESULTADO NO OPERACIONAL

El siguiente cuadro presenta los resultados no operacionales consolidados de Enel Chile, al 31 de marzo de 2026 y 2025:

RESULTADOS NO OPERACIONALES (en millones de US\$)	mar-26	mar-25	Variación	Var %
Ingresos Financieros	11	15	(4)	(25,5%)
Gastos Financieros	(67)	(57)	(11)	18,8%
Diferencias de Cambio	(23)	9	(32)	n/a
Resultados por Unidades de Reajuste	2	8	(6)	(75,1%)
Total Resultado Financiero	(78)	(26)	(52)	203,1%
Otras ganancias	1	-	1	n/a
Sociedades contabilizadas por el método de la participación	4	3	1	16,1%
Total Otros Resultados Distintos de la Operación	4	3	1	33,3%
Resultado Antes de Impuesto	242	249	(7)	(2,8%)
Impuesto sobre Sociedades	(68)	(63)	(5)	7,8%
Resultado del Período	174	186	(12)	(6,4%)
<i>Atribuible a los propietarios de la controladora</i>	<i>162</i>	<i>175</i>	<i>(12)</i>	<i>(7,0%)</i>
<i>Atribuible a participaciones no controladoras</i>	<i>12</i>	<i>12</i>	<i>-</i>	<i>-</i>

Resultado Financiero:

El **resultado financiero consolidado de Enel Chile** registró una **pérdida de US\$ 78 millones** al 31 de marzo de 2026, lo que representa un mayor gasto de **US\$ 52 millones** con respecto al gasto de **US\$ 26 millones** obtenido al cierre del primer trimestre de 2025.

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

- **Menores ingresos financieros por US\$ 4 millones**, explicados principalmente por menores ingresos financieros producto de intereses que genera la aplicación de la Ley N°21.185 de estabilización tarifaria por **US\$ 5 millones**. Lo anterior, compensado por mayores ingresos por inversiones temporales en instrumentos de renta fija por **US\$ 1 millón**.
- **Mayores gastos financieros por US\$ 11 millones**, principalmente explicados por: (i) menores capitalizaciones de intereses por **US\$ 9 millones**, principalmente en el Segmento de Generación, producto de la entrada en operación de la central Los Cóndores durante el primer trimestre de 2025; y (ii) mayores costos financieros por acuerdos de optimización de calendario de pago con proveedores por **US\$ 4 millones**. Lo anterior, fue parcialmente compensado por: (i) menores gastos financieros con empresas relacionadas por **US\$ 1 millón** asociado a una menor deuda con Enel Finance International (EFI); y (ii) mayores gastos y comisiones bancarias por **US\$ 1 millón**.

- **Mayores pérdidas por diferencias de cambio por US\$ 32 millones** respecto al mismo periodo de 2025, principalmente originada por: (i) mayores diferencias de cambio negativas en cuentas por cobrar y pagar con entidades relacionadas por **US\$ 33 millones**; (ii) mayores diferencias de cambio negativas en cuentas comerciales por **US\$ 42 millones**; y (iii) mayores diferencias de cambio negativas sobre el efectivo y equivalentes al efectivo por **US\$ 8 millones**. Lo anterior, fue parcialmente compensado por: (i) menores diferencias de cambio negativas sobre instrumentos derivados por **US\$ 47 millones**; y (ii) una mayor diferencia de cambio positiva en otros activos financieros por **US\$ 4 millones**.
- **Menor utilidad por unidades de reajuste por US\$ 6 millones** respecto al mismo periodo de 2025, principalmente explicada por: (i) menores utilidades por reajuste de cuentas por cobrar de naturaleza comercial por **US\$ 2 millones**; y (ii) menores utilidades por reajuste de activos por impuestos por **US\$ 4 millones**.

Impuesto a las ganancias sobre Sociedades:

El Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades alcanzó una pérdida de US\$ 68 millones por el período terminado al 31 de marzo de 2026, lo que representa un mayor gasto de **US\$ 5 millones** respecto al mismo periodo del año anterior. Esta variación se explica principalmente por un mayor gasto por impuesto de **US\$ 3 millones** por efectos de corrección monetaria.

Evolución de los principales indicadores financieros

INDICADOR FINANCIERO		UNIDAD	mar-26	dic-25	mar-25	Var	Var %
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	0,90	0,91		(0,01)	(1,0%)
	Razón Ácida (2)	Veces	0,86	0,87		(0,01)	(1,4%)
	Capital de Trabajo	US\$ Mn	(237)	(234)		(3)	1,1%
Endeudamiento	Razón de endeudamiento (3)	Veces	1,25	1,33		(0,08)	(6,4%)
	Deuda Corto Plazo (4)	%	33,7%	33,6%		0,1 p.p	0,3%
	Deuda Largo Plazo (5)	%	66,3%	66,4%		(0,1 p.p.)	(0,2%)
	Cobertura Costos Financieros (6)	Veces	4,77		9,04	4,27	(47,2%)
Rentabilidad	Resultado explotación/Ingreso explotación	%	26,3%		24,6%	1,7 p.p	7,1%
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE) (7)	%	10,0%		3,5%	6,5 p.p	185,8%
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA) (8)	%	4,5%		1,7%	2,8 p.p	162,8%

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

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

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

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

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

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

(7) Corresponde a la razón entre (i) la ganancia del ejercicio 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 período y al fin del período.

(8) Corresponde a la razón entre (i) resultado total del período por 12 meses al 30 de septiembre 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 0,90 veces, presentando una variación negativa de 1,0% con respecto al 31 de marzo de 2025. Esta variación está explicada principalmente por traspasos desde el largo plazo de obligaciones con el público, efecto que fue compensando parcialmente por una disminución de los acreedores comerciales.
- > **El capital de trabajo** al 31 de marzo de 2026 tuvo un valor negativo de **US\$ 237 millones**, lo que representa una variación negativa de **US\$ 3 millones** respecto al capital de trabajo negativo obtenido al 31 de marzo de 2025. Esta variación está explicada por las mismas razones explicadas anteriormente.
- > **La razón de endeudamiento** fue de 1,25 veces, lo cual representa el grado de compromiso del patrimonio de Enel Chile al 31 de marzo 2026, versus el 1,33 veces al 31 de marzo de 2025. Esta disminución se explica principalmente por el aumento de patrimonio de la Compañía, producto del resultado obtenido en el presente.
- > **La cobertura de costos financieros** para el período terminado al 31 de marzo de 2026 fue de 4,77 veces, lo que indica la capacidad de cubrir los gastos financieros con el EBITDA. La disminución de un 47,2% en este índice comparado con marzo 2025 (9,04 veces), se explica principalmente por el incremento de los gastos financieros y diferencias de cambio del período 2026.

- > **El índice de rentabilidad** registró un porcentaje de 26,3% al 31 de marzo de 2026, comparado con el porcentaje de 24,6% obtenido en el mismo período de 2025. El mejor desempeño, correspondiente a 1,7 p.p., se debe principalmente a la operación de optimización de gas que generó un incremento de otros ingresos por US\$ 140 millones, por el acuerdo comercial con Shell perfeccionado durante el primer trimestre de 2026.
- > **La rentabilidad del patrimonio** fue de 10,0% al 31 de marzo de 2026, lo que representa un aumento de 6,5 p.p. respecto al 3,5% obtenido al 31 de marzo de 2025. Esta variación se debe en gran medida a la pérdida extraordinaria reconocida en diciembre 2024 (por **US\$657 millones** antes de impuestos y participaciones minoritarias), producto de la discontinuación de coberturas contables asociadas a ingresos directamente vinculados a la evolución del US dólar que hasta dicha fecha mantenía la Compañía. Aislado el efecto extraordinario, el índice de rentabilidad habría disminuido en 2,9 p.p. (10,0% al 31 de marzo de 2026 y 12,9% al 31 de marzo de 2025).
- > **La rentabilidad de los activos** fue de 4,5% al 31 de marzo de 2026, lo que representa un aumento de 2,8 p.p. respecto al 1,7% registrado en 2025. Aislado los efectos extraordinarios reconocidos en diciembre de 2024, mencionados anteriormente, el índice de rentabilidad de los activos habría disminuido en 1,2 p.p. (4,5% al 31 de marzo de 2026 y 5,7% al 31 de marzo de 2025).

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Los **Activos Totales** de la Compañía **disminuyeron en US\$ 108 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	2.155	2.239	(84)	(3,8%)
Activos No Corrientes	10.641	10.665	(24)	(0,2%)
Total Activos	12.796	12.904	(108)	(0,8%)

Los **Activos Corrientes** presentaron una **disminución de US\$ 84 millones** al 31 de marzo de 2026 y las variaciones de los principales rubros se resumen como sigue:

- **Disminución de Otros Activos No Financieros Corrientes por US\$ 49 millones**, explicado principalmente por: (i) un menor IVA crédito fiscal por **US\$ 29 millones**; principalmente del segmento generación (ii) un menor saldo de gastos pagados por anticipados por **US\$ 12 millones**; y (iii) un menor saldo de otros por **US\$ 8 millones**.
- **Disminución de Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes, por US\$ 25 millones**, explicado principalmente por una menor cuenta por cobrar a: (i) GNL Chile S.A. por **US\$ 21 millones**, correspondiente a anticipos por compra de gas; (ii) una menor cuenta por cobrar a Enel Américas por **US\$ 7 millones**, por servicios informáticos y de administración. Lo anterior, parcialmente compensado una mayor cuenta por cobrar por concepto de operaciones de derivados de commodities a Enel Global Trading S.p.A. por **US\$ 3 millones**.
- **Disminución de Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes por US\$ 11 millones**, esta variación se explica fundamentalmente por: (i) una disminución de **US\$ 30 millones** por conversión al dólar de las cuentas por cobrar denominadas en pesos chilenos provenientes de Enel Distribución Chile de sus clientes regulados; y (ii) una disminución de **US\$ 25 millones** en cuentas por cobrar provenientes de la aplicación del mecanismo de estabilización de tarifas a clientes regulados. Lo anterior, fue compensado parcialmente por un aumento de **US\$ 37 millones** por mayores cuentas por cobrar derivadas del ciclo ordinario de facturación y cobranza.
- **Disminución del Efectivo y equivalentes al efectivo por US\$ 8 millones**, explicado principalmente por las siguientes salidas de efectivo por: (i) pago a proveedores por **US\$ 1.452 millones**; (ii) compras de propiedades, planta y equipo por **US\$ 76 millones**; (iii) otros pagos por actividades de operación por **US\$ 69 millones**, fundamentalmente por pago de IVA y otros impuestos; (iv) pagos de dividendos por **US\$ 60 millones**; (v) Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera por **US\$ 60 millones**; (vi) pago de préstamos bancarios por **US\$ 50 millones**; (vii) pago de impuesto a las ganancias (reembolsados) por **US\$ 50 millones**; (viii) pago a los empleados por **US\$ 42 millones**; (ix) pagos de intereses por **US\$ 23 millones**; (x)

un efecto negativo en la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo por **US\$ 13 millones**; (xi) pagos de pasivos por arrendamientos por **US\$ 6 millones**; (xii) compras de activos intangibles por **US\$ 2 millones**; (xiii) otras salidas de efectivo (provenientes de actividades de financiación) por **US\$ 2 millones**; y (xiv) otras salidas de efectivo (provenientes de actividades de operación) por **US\$ 1 millón**. Todo lo anterior, parcialmente compensado por las siguientes entradas de efectivo por: (i) recaudación de clientes por **US\$ 1.778 millones**; (ii) préstamos bancarios por **US\$ 100 millones**; (iii) Cobros provenientes del arrendamiento y posterior venta de esos activos por **US\$ 6 millones**; (iv) otros cobros por actividades de operación por **US\$ 6 millones**; (v) importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo por **US\$ 4 millones**; y (vi) intereses recibidos por **US\$ 3 millones**.

Lo anterior parcialmente compensado por:

- **Aumento de Inventarios Corrientes por US\$ 8 millones**, principalmente por mayor stock de gas al 31 de marzo de 2026, respecto al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025.

Los **Activos No Corrientes disminuyeron en US\$ 24 millones** al 31 de marzo de 2026. Las variaciones de los principales rubros se describen como sigue:

- **Disminución de Activos por derechos de uso por US\$ 12 millones**, explicado fundamentalmente por: (i) disminución por la depreciación del período por **US\$ 7 millones**, (ii) disminución por diferencias de conversión por **US\$ 7 millones**, y (iii) disminución por modificación y término anticipado de contratos por **US\$ 4 millones**. Lo anterior, parcialmente compensado por nuevos contratos de activos por derecho de uso por **US\$ 6 millones**.
- **Disminución de Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes por US\$ 7 millones**, se explica fundamentalmente por: (i) una disminución de **US\$ 22 millones** por conversión al dólar de las cuentas por cobrar denominadas en pesos chilenos provenientes de Enel Distribución Chile; y (ii) una disminución de **US\$ 1 millón** relacionados a menores convenios de clientes regulados. Lo anterior, fue compensado parcialmente por un aumento de **US\$ 16 millones** debido a la aplicación de las Leyes que establecen mecanismos de estabilización de tarifas a clientes regulados.
- **Disminución de Activos intangibles distintos de la plusvalía por US\$ 5 millones**, explicado principalmente por una disminución en la amortización del periodo.
- **Disminución de Plusvalía por US\$ 4 millones**, explicado por una variación negativa producto de diferencias de conversión de moneda extranjera en la filial Enel Distribución Chile.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- **Aumento en Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación por US\$ 4 millones**, explicado por mayor devengo por participación en utilidad correspondiente a nuestra asociada GNL Chile S.A.

Los **Pasivos Totales** de la Compañía, incluido el Patrimonio, alcanzaron los **US\$ 12.796 millones** al 31 de marzo de 2026, presentando una **disminución** de un **0,8%** 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 %
Pasivos Corrientes	2.392	2.473	(82)	(3,3%)
Pasivos No corrientes	4.705	4.881	(175)	(3,6%)
Patrimonio Total	5.699	5.550	150	2,7%
<i>Atribuible a los propietarios de la controladora</i>	5.314	5.176	138	2,7%
<i>Participaciones no controladoras</i>	385	374	12	3,1%
Total Patrimonio y Pasivos	12.796	12.904	(108)	(0,8%)

Los **Pasivos Corrientes** presentaron una **disminución** de **US\$ 82 millones** al 31 de marzo de 2026. A continuación, se explican las variaciones de los principales rubros que lo conforman:

- **Disminución de Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes US\$ 246 millones**, explicado principalmente por: (i) menores pagos a proveedores por compra de energía por **US\$ 59 millones**; (ii) menores pagos a proveedores por compra de combustibles y gas por **US\$ 38 millones**; (iii) menores cuentas por pagar bienes y servicios por **US\$ 87 millones**; (iv) menores cuentas por pagar por compra de activos por **US\$ 20 millones**; (v) menores dividendos por pagar a terceros por **US\$ 26 millones**; y (vi) menores cuentas por pagar al personal por **US\$ 16 millones**.
- **Disminución de Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes por US\$ 22 millones**, debido fundamentalmente por menores dividendos pagar a Enel S.p.A. por **US\$ 34 millones**. Lo anterior fue parcialmente compensado por: (i) mayores cuentas por pagar a Enel Global Trading S.p.A. por **US\$ 7 millones** por servicios técnicos; y (ii) mayores cuentas por pagar a Enel Global Services S.r.L. por **US\$ 3 millones** por servicios informáticos.

Lo anterior parcialmente compensado por:

- **Aumento de Otros pasivos financieros corrientes por US\$ 161 millones**, explicado principalmente por: (i) incremento por traspaso desde el largo plazo al corto plazo por **US\$ 206 millones**, de obligaciones con el público que tienen vencimientos en los próximos 12 meses; (ii) incremento por **US\$ 17 millones** por devengamiento de intereses. Lo anterior fue parcialmente compensado por: (i) disminución de los instrumentos derivados de cobertura por **US\$ 61 millones**; y (ii) disminución de **US\$ 6 millones** de pagos de intereses.
- **Aumento de Pasivos por impuestos corrientes por US\$ 27 millones**, explicado principalmente por mayor impuesto a la renta por pagar.

Los **Pasivos No Corrientes** presentaron una **disminución de US\$ 175 millones** al 31 de marzo de 2026, y se explica principalmente por lo siguiente:

- **Disminución de Otros pasivos financieros no corrientes por US\$ 157 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. Lo anterior fue parcialmente compensado por un aumento de préstamos bancarios por **US\$ 50 millones**.
- **Disminución de Otros pasivos no financieros no corrientes por US\$ 5 millones**, explicado por menores ingresos diferidos por venta de energía.
- **Disminución de pasivos por arrendamientos no corrientes por US\$ 5 millones**, explicado principalmente por: (i) mayores pagos de arrendamientos por **US\$ 2 millones**; y (ii) una variación negativa producto de reajustes y diferencias de cambio por **US\$ 2 millones**.
- **Disminución de Otras provisiones no corrientes por US\$ 4 millones**, explicado por menores ingresos diferidos por venta de energía.
- **Disminución de Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes por US\$ 3 millones**, explicado principalmente por menor deuda por pagar a Enel Finance International (EFI).

El **Patrimonio Total** ascendió a **US\$ 5.699 millones** al 31 de marzo de 2026, presentando un **aumento de US\$ 150 millones** respecto al 31 de diciembre de 2025, y se explica principalmente por lo siguiente:

- **El Patrimonio Atribuible a los Propietarios de Enel Chile fue de US\$ 5.314 millones**, y se desglosa como sigue: (i) Capital emitido por **US\$ 3.896 millones**; (ii) Utilidades acumuladas por **US\$ 3.174 millones**; Lo anterior, compensado por menores Otras reservas negativas por **US\$ 1.756 millones**.
 - > **Las Utilidades acumuladas, presentan un aumento de US\$ 162 millones**, que se explica por la utilidad del periodo por **US\$ 162 millones**.
 - > **Las Otras reservas presentan un aumento de US\$ 25 millones**, que se explican fundamentalmente por mayores reservas de conversión por **US\$ 28 millones**, efecto que fue compensado con menores reservas de cobertura de flujo de caja por **US\$ 3 millones**.
- **El Patrimonio Atribuible a las Participaciones No Controladoras fue de US\$ 385 millones**, presentando un aumento de **US\$ 12 millones** respecto del saldo al 31 de diciembre de 2025, explicado principalmente por la utilidad del periodo por **US\$ 12 millones**.

3. PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO

Grupo Enel Chile generó un flujo de efectivo neto positivo de US\$ 5 millones por el período terminado al 31 de marzo de 2026, lo que representa una mejora por US\$ 4 millones en el flujo neto con respecto a igual periodo del año 2025. Las principales variables que explican este mayor flujo neto positivo del período se describen a continuación:

FLUJOS DE EFECTIVO (en millones de US\$)	mar-26	mar-25	Variación	Var %
Flujo de Operación	175	152	23	14,9%
Flujo de Inversión	(129)	(113)	(17)	14,8%
Flujo de Financiamiento	(41)	(38)	(2)	5,9%
Flujo neto del período	5	1	4	n/a

Las actividades de operación generaron un flujo de efectivo neto positivo de US\$ 175 millones por el periodo terminado al 31 de marzo de 2026. Estos flujos están compuestos principalmente por: (i) entradas de efectivo procedentes ventas de bienes y servicios por **US\$ 1.778 millones**; (ii) Cobros derivados de arrendamiento y posterior venta de esos activos por **US\$ 6 millones**; y (iii) Otros cobros por actividades de operación por **US\$ 6 millones**. Estos ingresos de caja fueron parcialmente compensados por: (i) pago a proveedores por **US\$ 1.452 millones**; (ii) otros pagos por actividades de operación por **US\$ 70 millones**, fundamentalmente por pago de IVA y otros impuestos; (iii) pago de impuesto a las ganancias por **US\$ 50 millones**; (iv) pago a empleados por **US\$ 42 millones**; y (v) otras salidas de efectivo por **US\$ 1 millón**.

La variación positiva en el flujo de operación por **US\$ 23 millones** respecto a marzo de 2025, se explica fundamentalmente por: (i) mayores cobros procedentes ventas de bienes y servicios por **US\$ 177 millones**; (ii) mayores otros cobros por actividades de operación por **US\$ 5 millones**; (iii) mayores otras entradas de efectivo por **US\$ 4 millones**; (iv) mayores cobros derivados de arrendamiento y posterior venta de esos activos por **US\$ 2 millones**. Lo anterior, fue parcialmente compensado por: (i) mayores pagos a proveedores por **US\$ 109 millones**; (ii) mayores otros pagos por actividades de operación por **US\$ 30 millones**; (iii) mayores pagos a empleados por **US\$ 15 millones**; y (iv) mayores pagos por impuesto a las ganancias por **US\$ 12 millones**.

Las actividades de inversión generaron un flujo de efectivo neto negativo de US\$ 129 millones para el periodo terminado al 31 de marzo de 2026. Estos flujos de efectivo están compuestos principalmente por: (i) desembolsos realizados por compras de propiedades, plantas y equipos por **US\$ 76 millones**; (ii) pagos derivados de contratos de futuro, opciones y permuta financiera por **US\$ 60 millones**; y (iii) desembolsos por compra de activos intangibles por **US\$ 2 millones**. Lo anterior, fue parcialmente compensado por: (i) importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo por **US\$ 4 millones**; y (ii) intereses recibidos por **US\$ 3 millones**.

La **variación negativa** en el **flujo de inversión** por **US\$ 17 millones** respecto a marzo de 2025, se explica fundamentalmente por mayores pagos derivados de contratos de futuro, opciones y permuta financiera por **US\$ 60 millones**. Lo anterior fue parcialmente compensado por: (i) menores compras de activos intangibles por **US\$ 24 millones**; (ii) menores desembolsos por compra de propiedades, planta y equipo por **US\$ 12 millones**; (iii) mayores importes procedentes de la venta de propiedades planta y equipo por **US\$ 4 millones**; (i) menores intereses pagados por **US\$ 1 millón**; y (ii) mayores intereses recibidos por **US\$ 1 millón**.

Las **actividades de financiación** generaron un **flujo de efectivo neto negativo de US\$ 41 millones**, por el periodo terminado al 31 de marzo de 2026. Estos flujos están compuestos fundamentalmente por salidas de efectivo por: (i) pago de dividendos por **US\$ 60 millones**; (ii) pago de intereses por **US\$ 23 millones**; (iii) pago parcial de préstamos con Corporación Andina de Fomento (CAF) por **US\$ 50 millones**; y (iv) pagos de pasivos por arrendamientos por **US\$ 6 millones**. Lo anterior, fue parcialmente compensado por entradas de efectivo por préstamo otorgado por la Corporación Andina de Fomento (CAF) **US\$ 100 millones**.

La **variación negativa por US\$ 2 millones** en el **flujo de financiamiento** respecto a marzo de 2025, se explica fundamentalmente por: (i) mayor pago de préstamos bancarios por **US\$ 50 millones**; (ii) mayor pago de intereses por bonos por **US\$ 12 millones**; y (iii) mayores pagos de pasivos por arrendamientos por **US\$ 1 millón**; Lo anterior fue, parcialmente compensado por: (i) mayores importes procedentes de préstamos de largo plazo por **US\$ 50 millones**; (ii) menores pagos de dividendos por **US\$ 10 millones**; y (iv) menores otras salidas de efectivo por **US\$ 1 millón**.

SEGMENTO DE NEGOCIO	Información Propiedades, Planta y Equipos (en millones de US\$)			
	Desembolsos por incorporación de Propiedad, Planta y Equipos		Depreciación	
	mar-26	mar-25	mar-26	mar-25
Segmento Generación	49	70	79	68
Segmento Distribución y Redes	25	16	17	14
Otras actividades de negocio	2	2	3	2
Total Consolidado Grupo ENEL CHILE	76	88	99	84

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

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

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

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

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

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

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

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

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



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

La situación financiera y el resultado de las operaciones pueden resultar adversamente afectados si no se gestiona eficazmente la exposición al riesgo del tipo de interés, precios de "commodities" y tipo de cambio de divisas. Para ver mayores antecedentes de los riesgos cubiertos, dirigirse a la nota 22 de los Estados Financieros Consolidados de Enel Chile al 31 de marzo de 2026, en el siguiente enlace: [Estados Financieros Consolidados de Enel Chile S.A.](#)

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 deprecian distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el período en el que las sociedades esperan utilizarlos. Dicha vida útil estimada se revisa periódicamente.

La plusvalía generada en la consolidación representa el exceso del costo de adquisición sobre la participación del Grupo en el valor razonable de los activos y pasivos, incluyendo los pasivos contingentes y la participación no controladora identificables de una Sociedad subsidiaria, en la fecha de adquisición. La plusvalía no se amortiza, sino que al cierre de cada ejercicio contable se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al oportuno ajuste por deterioro (ver Nota 4.e de los Estados Financieros Consolidados de Enel Chile al 31 de marzo de 2026).

A lo largo del ejercicio, y fundamentalmente en la fecha de cierre del mismo, se evalúa si existe algún indicio de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro. En caso de que exista algún indicio, se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el monto del deterioro. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la Unidad Generadora de Efectivo a la que pertenece el activo, entendiendo como tal el menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independientes.

Los activos expresados en moneda extranjera se presentan al tipo de cambio vigente al cierre del período.

Las cuentas y documentos por cobrar a empresas relacionadas se clasifican conforme a su vencimiento en corto y largo plazo. Las operaciones se ajustan a condiciones de equidad similares a las que prevalecen en el mercado.

En resumen, los activos se presentan valorizados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera, cuyos criterios se encuentran expuestos en las Notas N°2, 3 y 4 de los Estados Financieros Consolidados de Enel Chile al 31 de marzo de 2026, en el siguiente enlace: [Estados Financieros Consolidados de Enel Chile S.A.](#)