



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DE ENEL CHILE AL 31 DE MARZO DE 2025

(Cifras expresadas en millones de dólares estadounidenses – US\$ millones)

RESUMEN EJECUTIVO

- El resultado neto atribuible a los accionistas de Enel Chile S.A. alcanzó una utilidad de US\$ 175 millones a marzo de 2025, equivalente a un incremento de 11,4% respecto a marzo de 2024, debido principalmente a menores costos operacionales en el Segmento de Generación.
- Los ingresos operacionales alcanzaron un total de US\$ 1.102 millones a marzo de 2025, con una leve reducción de 0,8% respecto a marzo de 2024, producto fundamentalmente de menores ventas de energía en el Segmento de Generación.
- Los costos de aprovisionamientos y servicios registraron un valor de US\$ 651 millones a marzo de 2025, equivalente a una disminución de 11,1% respecto a marzo 2024, explicada en gran medida por menores costos por compras de energía y consumo de combustibles, ambos en el Segmento de Generación, unidos a menores gastos de transporte en los Segmentos de Generación y de Distribución y Redes.
- Como consecuencia de los factores descritos, el EBITDA de la Compañía registró un valor de US\$ 365 millones a marzo de 2025, con un crecimiento de 24,6% respecto a marzo de 2024.
- El resultado financiero pasó de una ganancia por US\$ 3 millones a marzo de 2024 a un gasto por US\$ 26 millones a marzo de 2025, explicado fundamentalmente por menores ingresos financieros y una menor ganancia por diferencias de cambio.
- Otro importante hito se concretó durante el primer trimestre de 2025 para Enel Chile, a través de su subsidiaria Enel Generación Chile, con el inicio de la operación comercial de la central hidroeléctrica de pasada Los Cóndores (153 MW, Región del Maule), luego de haber cumplido con todas las pruebas exigidas por el Coordinador Eléctrico Nacional que garantizan su correcto funcionamiento.



RESUMEN POR NEGOCIO

Generación

- La generación de energía neta disminuyó un 7,8% al totalizar 5.581 GWh a marzo de 2025 (-470 GWh), debido principalmente a un menor despacho hidroeléctrico y solar.
- Las ventas físicas de energía se redujeron un 9,6% respecto a marzo de 2024, al alcanzar 8.049 GWh (-857 GWh) durante el primer trimestre de 2025, explicado fundamentalmente por menores ventas a clientes regulados debido al vencimiento de contratos a fines de 2024.
- Los ingresos operacionales disminuyeron un 5,8% al llegar a US\$ 779 millones a marzo de 2025, explicado fundamentalmente por menores ventas de energía asociadas a las menores ventas físicas antes señaladas y a un menor precio promedio de venta.
- Los costos de aprovisionamientos y servicios registraron un total de US\$ 410 millones a marzo de 2025, equivalente a una reducción de 16,2% explicada básicamente por menores costos por compras de energía y consumo de combustibles, unidos a menores gastos de transporte.
- Como resultado de lo señalado previamente, el EBITDA del Segmento de Generación creció un 9,2% respecto al primer trimestre de 2024 y alcanzó un valor de US\$ 316 millones a marzo de 2025.

Información Física	mar - 25	mar - 24	Var %
Total Ventas (GWh)	8.049	8.906	(9,6%)
Total Generación (GWh)	5.581	6.051	(7,8%)



Distribución y Redes

- Las ventas físicas aumentaron un 0,5% respecto al periodo 2024 al llegar a 3.660 GWh a marzo 2025 (+17 GWh), principalmente en los segmentos residencial y peajes.
- El número de clientes creció un 1,4% al cierre del primer trimestre de 2025 al alcanzar un total de 2.169.976 usuarios finales, especialmente en el segmento residencial. Por otra parte, las pérdidas de energía pasaron de 5,4% en marzo de 2024 a 5,8% en marzo de 2025.
- Los ingresos operacionales aumentaron un 9,2% con relación a marzo de 2024 al registrar un valor de US\$ 434 millones producto esencialmente de mayores ventas de energía producto de mayores precios medios.
- Los costos de aprovisionamiento y servicios totalizaron US\$ 356 millones a marzo de 2025, equivalente a un alza de 2,0% respecto a marzo de 2024, explicada principalmente por un mayor costo por compras de energía.
- Dado lo descrito previamente, el EBITDA del Segmento de Distribución y Redes alcanzó un valor de US\$ 50 millones a marzo de 2025, lo que se compara positivamente con los US\$ 21 millones registrados a marzo de 2024.

Información Física	mar - 25	mar - 24	Var %
Total Ventas (GWh)	3. 660	3. 643	0, 5%
Número de clientes	2. 169. 976	2. 140. 260	1, 4%



RESUMEN FINANCIERO – ENEL CHILE

La deuda financiera bruta de la Compañía aumentó en US\$ 63 millones con respecto a diciembre de 2024, totalizando US\$ 3.993 millones. Esta variación se explica por los siguientes movimientos:

- El giro en enero de la línea de crédito comprometida de Enel Chile con la Corporación Andina de Fomento (CAF) por US\$ 50 millones.
- Un aumento de US\$ 13 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\$ 416 millones
- Líneas de crédito comprometidas disponibles : US\$ 640 millones

El costo promedio de la deuda en marzo de 2025 disminuyó a un 4,9% desde un 5,0% registrado en diciembre de 2024.

Cobertura y protección:

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

La política de cobertura de riesgo de tipo de cambio de Enel Chile establece que debe existir un equilibrio en el largo plazo entre la moneda de indexación de los flujos que genera cada compañía y la moneda en que se endeudan. Por lo anterior, a la fecha, el Grupo Enel Chile cuenta con contratos cross currency swaps por un valor de US\$ 211 millones y forwards por US\$ 578 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 septiembre 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 pagarán 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 pagarán 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 les adicionará el cargo MPC.



Cambio de moneda funcional y de moneda de presentación:

A contar del 1 de enero de 2025, Enel Chile cambió su moneda funcional de pesos chilenos a dólares de los Estados Unidos de América, debido a que la divisa estadounidense pasó a ser la moneda que influye significativamente en el entorno económico donde opera la Compañía. El análisis que determinó el cambio de moneda funcional fue finalizado durante el último trimestre del ejercicio precedente y fue revelado en los estados financieros consolidados de Enel Chile al 31 de diciembre de 2024.

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

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

Es importante señalar que, hasta el cierre de 2024, la Compañía mantenía ciertas operaciones definidas como coberturas de flujos de efectivo, que cubrían el riesgo de tipo de cambio de una parte de los ingresos de Enel Generación Chile directamente vinculados a la evolución del dólar estadounidense, que se gestionaban mediante la obtención de financiación en esta última moneda y de contratos de derivados. Considerando el cambio de moneda funcional previsto para Enel Generación Chile, las coberturas contables antes descritas perdieron efectividad y, por lo tanto, debido al cambio en el objetivo de la gestión de riesgo, fueron discontinuadas prospectivamente.

El monto acumulado en las reservas de coberturas de flujos de caja, relacionadas con ingresos directamente vinculados a la evolución del dólar estadounidense, ascendía a **Ch\$ 620.164 millones (~US\$ 657 millones)** antes de impuestos. Dicho monto fue íntegramente reconocido como menores ingresos al cierre del ejercicio 2024.

Por otra parte, Enel Chile también cambió la moneda de presentación sus estados financieros consolidados, adoptando los dólares de los Estados Unidos de América a contar de 2025. El cambio en la moneda de presentación fue contabilizado como un cambio en política contable y aplicado retrospectivamente, como si la nueva moneda de



presentación hubiese sido siempre la moneda de presentación de los estados financieros consolidados.

Para mayor información, ver nota n° 3 de los estados financieros consolidados de Enel Chile al 31 de marzo de 2025.

MERCADO EN QUE PARTICIPA ENEL CHILE S.A.

Segmento de Generación

El negocio de generación, desarrollado a través de nuestras subsidiarias Enel Generación Chile y Enel Green Power Chile (en adelante EGP Chile), cuenta con una potencia neta total de 8.889 MW¹ al 31 de marzo de 2025. Los activos de generación se encuentran diversificados, con foco en energías renovables, las cuales representan un 78%² de la potencia neta de Enel Chile. Es así como 3.665 MW corresponden a unidades de generación hidroeléctricas, 1.965 MW a centrales térmicas que operan con gas o petróleo, 2.070 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 2025 y 2024:

Mercados en que participa	Ventas de Energía (GWh)			Participación de mercado (%)	
	mar - 25	mar - 24	Var %	mar - 25	mar - 24
Sistema Eléctrico Nacional (SEN)	8.049	8.906	(9,6%)	40,3%	43,8%

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 2025 y 2024:

¹ Incluye 20 MW de capacidad neta adicional durante el primer trimestre de 2025. Capacidad adicional: cuando el primer circuito de aerogeneradores/campo fotovoltaico se conecta a la red y comienza a producir energía y todos los circuitos de aerogeneradores/campos fotovoltaicos se completan electromecánicamente. La capacidad que debe declararse como "adicional" se refiere a la capacidad nominal electromecánica completada.

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



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL CHILE

AL 31 DE MARZO DE 2025

Información Física	Ventas de Energía (GWh)			Pérdidas de energía	
	mar -25	mar -24	Var %	mar -25	mar -24
Negocio de Distribución y Redes	3.660	3.643	0,5%	5,8%	5,4%

Otra Información	mar -25	mar -24	Var %
Número de Clientes	2.169.976	2.140.260	1,4%
Clientes/Empleados	3.967	3.677	7,9%

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

INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA (en millones de US\$)	Total Segmentos		Estructura y Ajustes		Total General	
	mar -25	mar -24	mar -25	mar -24	mar -25	mar -24
Generación	717	775	(122)	(120)	595	655
Clientes Regulados	273	370	(121)	(105)	152	265
Clientes no Regulados	402	382	(1)	(15)	401	367
Ventas de Mercado Spot	42	23	-	-	42	23
Distribución y Redes	408	386	(5)	(5)	403	381
Residenciales	212	193	-	-	212	193
Comerciales	121	118	-	-	121	118
Industriales	32	30	-	-	32	30
Otros Consumidores	43	45	(5)	(5)	38	40
Eliminación intercompañías de distinta Línea de negocio	(127)	(125)	-	-	-	-
Ingresos por Ventas de Energía	998	1.036	(127)	(125)	998	1.036
Variación en millones de US\$ y %	(38)	(3,67%)	-	-	(38)	(3,67%)



I. ANÁLISIS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

1. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

Al 31 de marzo de 2025, el resultado atribuible a los accionistas de Enel Chile alcanzó una utilidad de US\$ 175 millones, lo que representa un aumento de US\$ 18 millones, o un 11,4% respecto al resultado obtenido en el primer trimestre de 2024, debido principalmente a menores costos operacionales en el Segmento de Generación.

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

ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS (en millones de US\$)	mar - 2025	mar - 24 ⁽¹⁾ Re-expresado	Variación	Var %
Ingresos	1.102	1.111	(8)	(0,8%)
Ingresos ordinarios	1.052	1.089	(37)	(3,4%)
Otros ingresos de explotación	50	22	28	132,2%
Aprovisionamientos y Servicios	(651)	(732)	81	(11,1%)
Compras de energía	(453)	(503)	50	(9,9%)
Consumo de combustible	(95)	(104)	9	(8,6%)
Gastos de transporte	(56)	(78)	22	(28,3%)
Otros aprovisionamientos y servicios	(47)	(47)	1	(1,4%)
Margen de Contribución	452	379	73	19,2%
Trabajos para el inmovilizado	6	11	(5)	(43,7%)
Gastos de personal	(38)	(46)	8	(18,0%)
Otros gastos por naturaleza	(54)	(50)	(4)	8,5%
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	365	293	72	24,6%
Depreciación y amortización	(84)	(75)	(9)	12,4%
Pérdidas por Deterioro (Reversiones) por aplicación de NIIF 9	(9)	(4)	(5)	138,9%
Resultado de Explotación (EBIT)	272	214	57	26,8%
Resultado Financiero	(26)	3	(29)	(886,5%)
Ingresos financieros	15	35	(20)	(57,9%)
Gastos financieros	(57)	(69)	12	(17,3%)
Resultados por unidades de reajuste	8	17	(9)	(54,7%)
Diferencia de cambio	9	20	(11)	(56,4%)
Otros Resultados distintos de la Operación	3	1	3	452,5%
Sociedades contabilizadas por método de participación	3	1	3	452,5%
Resultado Antes de Impuestos	249	218	31	14,3%
Impuesto sobre sociedades	(63)	(48)	(15)	30,4%
Resultado del Período	186	170	16	9,7%
Resultado atribuible a los propietarios de la controladora	175	157	18	11,4%
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	12	13	(1)	(10,6%)
Utilidad por acción US\$⁽²⁾	0,0025	0,0023	0,0003	11,4%

(1) A contar de 2025, Enel Chile cambió su moneda funcional y la moneda de reporte de sus estados financieros consolidados, desde pesos chilenos a dólares de los Estados Unidos de América. En este contexto, los resultados del trimestre finalizado al 31 de marzo de 2024 han sido convertidos a dólares de los Estados Unidos de América utilizando el tipo de cambio medio aplicable a dicho período (\$ 947,91 CLP/US\$). Para más información ver nota n° 3 de los estados financieros consolidados de Enel Chile al 31 de marzo de 2025.

(2) Al 31 de marzo de 2025 y 2024, el número promedio de acciones ordinarias en circulación ascendió a 69.166.557.219



EBITDA

El EBITDA consolidado de Enel Chile acumulado al 31 de marzo de 2025, alcanzó los US\$ 365 millones, presentando un aumento de US\$ 72 millones respecto al primer trimestre de 2024, o un **24,6%**, principalmente por menores costos operaciones en el segmento de generación.

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 2025 y 2024, se presentan a continuación:

EBITDA POR SEGMENTO DE NEGOCIO (en millones de US\$)	mar - 25	mar - 24	Variación	Var %
Ingresos de Explotación Segmento de Generación	779	827	(48)	(5, 8%)
Ingresos de Explotación Segmento de Distribución y Redes	434	397	36	9, 2%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(110)	(113)	3	(2, 9%)
Total Ingresos de Explotación Consolidados	1. 102	1. 111	(8)	(0, 8%)
Costos de Explotación Segmento de Generación	(410)	(489)	79	(16, 2%)
Costos de Explotación Segmento de Distribución y Redes	(356)	(349)	(7)	2, 0%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	115	106	9	8, 9%
Total Costos de Explotación Consolidados	(651)	(732)	81	(11, 1%)
Gastos de personal	(16)	(12)	(4)	30, 2%
Otros gastos por naturaleza	(37)	(37)	(0)	0, 7%
Total Segmento de Generación	(53)	(49)	(4)	8, 1%
Gastos de personal	(5)	(10)	5	(46, 2%)
Otros gastos por naturaleza	(22)	(18)	(4)	23, 3%
Total Segmento de Distribución y Redes	(27)	(27)	0	(1, 6%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(6)	(9)	3	(31, 0%)
EBITDA				
EBITDA Segmento de Generación	316	289	27	9, 2%
EBITDA Segmento de Distribución y Redes	50	21	30	144, 9%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(1)	(17)	16	(94, 2%)
Total EBITDA Consolidado ENEL CHILE	365	293	72	24, 6%



EBITDA Segmento de Generación:

El EBITDA de nuestro Segmento de Generación acumulado al 31 de marzo de 2025 alcanzó los **US\$ 316 millones**, lo que representa un aumento de **US\$ 27 millones**, equivalente a un incremento de un **9,2%**, con respecto al mismo periodo 2024.

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

- Los **Costos de Explotación** al 31 de marzo de 2025, ascendieron a **US\$ 410 millones**, presentando una **disminución de US\$ 79 millones**, o un **16,2%** inferior al mismo periodo 2024, que se explica fundamentalmente por:
 - > **Menores compras de energía por US\$ 48 millones**, que se explican fundamentalmente por una disminución de las compras físicas, equivalente a - 388 GWh (-220 GWh de compras a otras generadoras y - 168 GWh de compras en el mercado spot).
 - > **Menores gasto de transporte por US\$ 17 millones**, explicado principalmente por: (i) un menor costo de regasificación y transporte de gas por US\$ 13 millones; y (ii) un menor gasto en peajes por US\$ 3 millones.
 - > **Menores gastos de combustible por US\$ 9 millones**, explicado principalmente por: (i) un menor costo por operaciones de cobertura de commodities por US\$ 9 millones; y (ii) un menor consumo de gas por US\$ 2 millones. Lo anterior, fue parcialmente compensado por un mayor consumo de petróleo por US\$ 2 millones.
 - > **Menores otros costos de aprovisionamientos y servicios por US\$ 5 millones**, explicado principalmente por (i) un menor gasto por impuesto de emisiones térmicas por US\$ 9 millones, compensado en parte por (ii) un mayor costo por insumos químicos y gastos de operación por US\$ 3 millones.

Lo anterior, fue parcialmente compensado por:

- Los **Ingresos de Explotación** al 31 de marzo de 2025, alcanzaron los **US\$ 779 millones**, lo que representa una disminución de **US\$ 48 millones**, o un **5,8%** inferior al mismo periodo del año anterior, que se explica fundamentalmente por lo siguiente:
 - > **Menores ingresos por ventas de energía por US\$ 58 millones**, explicados principalmente por: (i) menores ventas físicas por US\$ 77 millones, correspondientes a - 857 GWh, principalmente a clientes regulados (- 849 GWh) debido al vencimiento de contratos al cierre de 2024; y (ii) un efecto negativo por US\$ 24 millones por menor precio medio de venta. Lo anterior, fue compensado parcialmente por menores pérdidas por coberturas de tipo de cambio por **US\$ 40 millones**.



- > **Mayores otros ingresos de explotación por US\$ 16 millones**, explicado principalmente por: (i) un mayor ingreso por derivados de commodities por US\$ 12 millones, (ii) un mayor ingresos por seguros por US\$ 3 millones; y (iii) mayor ingreso por cobro de boleta de garantía asociado a un acuerdo de término de contrato con proveedores US\$ 6 millones. Lo anterior, compensando por reversos de provisiones de contingencias por US\$ 4 millones.
- > **Menores otras ventas por US\$ 6 millones**, explicado fundamentalmente por una disminución de US\$ 5 millones en ventas de gas.
- Los **Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado)** alcanzaron los **US\$ 16 millones** al 31 de marzo de 2025, **aumentando en US\$ 4 millones** respecto al mismo periodo de 2024. Esta variación se explica principalmente por menor capitalización de beneficios a los empleados a proyectos en curso, producto de la entrada en operación de centrales de energías renovables con posteridad al cierre del primer trimestre de 2024.

EBITDA Segmento de Distribución y Redes:

El EBITDA de nuestro Segmento de Distribución y Redes alcanzó US\$ 50 millones por el periodo terminado al 31 de marzo de 2025, lo que representa un aumento de US\$ 30 millones, con respecto a marzo de 2024.

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

Los **Ingresos de Explotación** alcanzaron los **US\$434 millones** al 31 de marzo de 2025, presentando un **aumento de US\$ 36 millones** respecto a los ingresos alcanzados en el mismo período de 2024. Esta variación, equivalente a un incremento de un **9,2%**, se explica principalmente por:

- > **Mayores ingresos por ventas de energía por US\$ 22 millones**, debido principalmente un mayor precio medio de venta durante el primer trimestre del periodo.
- > **Mayores otros ingresos por US\$ 12 millones**, explicado principalmente por el registro de ingresos por seguros durante el primer trimestre de 2025.
- Los **Costos de Explotación** al 31 de marzo de 2025, ascendieron a **US\$ 356 millones**, lo que representa un **aumento de US\$ 7 millones** respecto a marzo de 2024, equivalente a un **2%** de alza, que se explica por:
 - > **Mayores costos por compras de energía por US\$10 millones**, debido principalmente un mayor precio medio de compra durante el primer trimestre del periodo.
 - > **Menores gastos de transporte por US\$ 4 millones**, explicados principalmente por menores costos por concepto de peajes de transmisión zonal.



Los **Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado)** alcanzaron los **US\$ 5 millones** al 31 de marzo de 2025, lo que representa una **disminución de US\$ 5 millones** respecto a marzo de 2024, principalmente como consecuencia de: (i) menor gasto asociado a bonos por negociación colectiva por US\$ 5 millones y; (ii) menor gasto por bonos a empleados por US\$ 1 millón. Lo anterior fue compensado parcialmente por una mayor activación de gastos de personal destinados a proyectos inversión por US\$ 1,5 millones.

Los **Otros Gastos por Naturaleza** alcanzaron los **US\$ 22 millones** al 31 de marzo de 2025, lo que representa un **aumento de US\$ 4 millones** comparado con primer trimestre de 2024, que se explica principalmente por lo siguiente: (i) mayores costos de servicios de mantenimiento y reparación por US\$ 3 millones; y ii) mayores gastos medioambientales por US\$ 1 millón.

DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y DETERIORO

A continuación, se muestra por segmento, un resumen del **EBITDA**, **Gastos por Depreciación, Amortización y Deterioro**, y **EBIT** para el Grupo Enel Chile, en términos acumulados y trimestrales al 31 de marzo de 2025 y 2024:

SEGMENTO DE NEGOCIO (en millones de US\$)	mar - 25			mar - 24		
	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
Segmento Generación	316	(68)	248	289	(60)	230
Segmento Distribución y Redes	50	(23)	27	21	(18)	2
Ajustes de consolidación y otras actividades	(1)	(2)	(3)	(17)	(1)	(18)
Total Consolidados ENEL CHILE	365	(93)	272	293	(79)	214

La **depreciación, amortización y deterioro** ascendió a **US\$ 93 millones**, por el periodo terminado al 31 de marzo de 2025, **aumentando en US\$ 14 millones** respecto a marzo de 2024. Esta variación se explica por:

- > **Mayor gasto por depreciación y amortización por US\$ 8 millones**, explicado principalmente por la entrada en operación de nuevas centrales de energías renovables con posterioridad al cierre del primer trimestre de 2024.
- > **Mayor pérdida por deterioro de cuentas por cobrar por US\$ 5 millones**, que provienen principalmente del **Segmento de Distribución y Redes**, debido fundamentalmente a una mayor pérdida crediticia esperada asociada a los clientes residenciales.



RESULTADO NO OPERACIONAL

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

RESULTADOS NO OPERACIONALES (en millones de US\$)	mar -25	mar -24	Variación	%
Ingresos Financieros	15	35	(20)	(57,9%)
Gastos Financieros	(57)	(69)	12	(17,3%)
Diferencias de Cambio	9	20	(11)	(56,4%)
Resultados por Unidades de Reajuste	8	17	(9)	(54,7%)
Total Resultado Financiero	(26)	3	(29)	(886,5%)
Sociedades contabilizadas por el método de la participación	3	1	3	452,5%
Total Otros Resultados Distintos de la Operación	3	1	3	452,5%
Resultado Antes de Impuesto	249	218	31	14,3%
Impuesto sobre Sociedades	(63)	(48)	(15)	30,4%
Resultado del Período	186	170	16	9,7%
<i>Atribuible a los propietarios de la controladora</i>	<i>175</i>	<i>157</i>	<i>18</i>	<i>11,4%</i>
<i>Atribuible a participaciones no controladoras</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>(1)</i>	<i>(10,6%)</i>

Resultado Financiero:

El resultado financiero consolidado de Enel Chile registró una pérdida de US\$ 26 millones al 31 de marzo de 2025, lo que representa una variación negativa de US\$ 29 millones con respecto al ingreso de US\$ 3 millones obtenido durante el periodo 2024.

Las variables que explican este resultado se describen a continuación:

Menores ingresos financieros por US\$ 20 millones, explicados principalmente por: (i) menores intereses generados por cuentas por cobrar a compañías de Distribución Eléctrica por US\$ 10 millones, producto de postergaciones en la fecha de emisión de los correspondientes decretos tarifarios; (ii) menores ingresos por inversiones temporales en instrumentos de renta fija por US\$ 5 millones; (iii) menores ingresos financieros producto de intereses que genera la aplicación de la Ley N°21.185 de estabilización tarifaria por US\$ 1 millón; y (iv) menores ingresos financieros por convenios con clientes por US\$ 1 millón.

Menores gastos financieros por US\$ 12 millones, principalmente explicados por: (i) menores gastos financieros por US\$ 10 millones, vinculado a pérdidas en ventas de cuentas por cobrar por arrendamientos financieros, registradas durante el primer trimestre de 2024 y relacionadas con proyectos de movilidad eléctrica; (ii) menores gastos financieros por US\$ 7 millones, producto de menor deuda financiera promedio vigente durante el primer trimestre de 2025 respecto a igual periodo de 2024, principalmente por pago de bonos efectuados por Enel Generación Chile, en agosto de 2024, por US\$ 400 millones; (iii) menores costos financieros por acuerdos de optimización de calendario de pago con proveedores por US\$ 7 millones. Lo anterior, fue compensado parcialmente compensado por menores capitalizaciones de intereses por US\$ 13 millones, principalmente en el segmento de generación, producto de nuevas centrales de energías renovables que entraron en operación con posterioridad al cierre del primer trimestre de 2024.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL CHILE

AL 31 DE MARZO DE 2025

Menor utilidad por diferencias de cambio por US\$ 11 millones, producto principalmente de: (i) menores diferencias de cambio positivas originadas por cuentas cobrar comerciales por US\$ 102 millones; (ii) menores utilidades por diferencias de cambio provenientes por cuentas cobrar a entidades relacionadas US\$ 257 millones, fundamentalmente como consecuencia del cambio de moneda funcional de Enel Chile y Enel Generación Chile; y (iii) menores efectos positivos proveniente del efectivo de otros activos financieros por US\$ 6 millones. Lo anterior fue compensado parcialmente por menores diferencias de cambio negativas originada por deuda financiera e instrumentos derivados por US\$ 121 millones de cuentas por pagar comerciales y cuentas por pagar a entidades relacionadas por US\$ 217 millones, ambos efectos también principalmente como consecuencia del cambio de moneda funcional de Enel Chile y Enel Generación Chile.

Menor utilidad por unidades de reajuste por US\$ 9 millones, principalmente explicada por: (i) menor utilidad por reajuste de cuentas por cobrar de naturaleza comercial por US\$ 8 millones; y (ii) menor efecto positivo por US\$ 4 millones debido a la aplicación de la NIC 29 “Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias” sobre la sucursal que posee Enel Generación Chile en Argentina. Lo anterior fue compensado parcialmente por mayores utilidades por reajuste de otros activos no financieros y 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\$ 63 millones por el período terminado al 31 de marzo de 2025, lo que representa un mayor gasto de **US\$ 15 millones** respecto al mismo período del año anterior. Esta variación se explica principalmente por: (i) mayor gasto por impuesto de US\$ 12 millones por las mayores utilidades de la Compañía; y (ii) un mayor gasto por impuesto por US\$ 3 millones por la eliminación de la corrección monetaria debido al cambio de moneda contable para efectos tributarios, desde pesos chilenos a dólares de los Estados Unidos de América, a contar de 2025.



Evolución de los principales indicadores financieros

INDICADOR FINANCIERO		UNIDAD	mar-25	dic-24	mar-24	Variación
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	1,14	1,00		0,14
	Razón Ácida (2)	Veces	1,10	0,95		0,16
	Capital de Trabajo	US\$ M	288	(9)		298
Endeudamiento	Razón de endeudamiento (3)	Veces	1,31	1,39		(0,08)
	Deuda Corto Plazo (4)	%	28,5%	30,3%		(1,9%)
	Deuda Largo Plazo (5)	%	71,5%	69,7%		1,9%
	Cobertura Costos Financieros (6)	Veces	9,04		9,24	(0,19)
Rentabilidad	Resultado explotación/Ingreso explotación	%	24,6%		19,3%	5,4%
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE) (7)	%	3,5%		11,2%	(7,7%)
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA) (8)	%	1,7%		4,5%	(2,7%)

- > **La liquidez corriente** al 31 de marzo de 2025 alcanzó 1,14 veces, presentando una variación positiva de 14,4% con respecto al 31 de diciembre de 2024. Esta variación está explicada en gran medida por la disminución de las cuentas por pagar de naturaleza comercial.
- > **El capital de trabajo** al 31 de marzo de 2025 tuvo un valor positivo de US\$ 288 millones, lo que representa una variación positiva de US\$ 298 millones respecto al capital de trabajo negativo obtenido al 31 de diciembre de 2024. Esta variación también se explica principalmente por una disminución de las cuentas por pagar de naturaleza comercial.
- > **La razón de endeudamiento** fue de 1,31 veces, lo cual representa el grado de compromiso del patrimonio de Enel Chile para el período 2025, versus el 1,39 veces al 31 de diciembre de 2024. Esta disminución se debe en gran medida por la disminución de las cuentas por pagar de naturaleza comercial y al aumento del patrimonio de la compañía, principalmente explicado por el resultado del periodo 2025.
- > **La cobertura de costos financieros para el período terminado al 31 de marzo de 2025 fue de 9,04 veces**, lo que indica la capacidad de cubrir los gastos financieros con el EBITDA y es levemente inferior al primer trimestre de 2024 (0,19%).
- > **El índice de rentabilidad** registró un porcentaje de 24,6% al 31 de marzo de 2025, comparado con el porcentaje de 19,3% obtenido en el mismo período de 2024.
- > **La rentabilidad del patrimonio** fue de 3,5% al 31 de marzo de 2025, lo que representa una disminución de 7,7 p.p. respecto al 11,2% obtenido al 31 de marzo de 2024. Aislado los efectos extraordinarios reconocidos en los períodos móviles comparados, donde destaca la pérdida por US\$ 657 millones, antes de impuestos y participaciones minoritarias, registrada al cierre de 2024 y explicada por la discontinuación de coberturas contables asociadas a ingresos directamente vinculados a la evolución del US dólar de Enel Generación Chile, el índice de rentabilidad del patrimonio habría aumentado en un 1,7% (12,9% al 31 de marzo de 2025 y 11,2% al 31 de marzo de 2024).



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

- > **La rentabilidad de los activos** fue de 1,7% al 31 de marzo de 2025, lo que representa una disminución de 2,7 p.p. respecto al 4,56% registrado en 2024.
- > Aislando los efectos s extraordinarias reconocidas en los períodos móviles comparados, el índice de rentabilidad de los activos habría aumentado en un 1,2% (5,7% al 31 de marzo de 2025 y 4,5% al 31 de marzo de 2024).



2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Los **Activos Totales** de la Compañía ascendieron a **US\$ 12.851 millones** al 31 de marzo de 2025, presentando un aumentando en **US\$ 86 millones** respecto al total de activos al 31 de diciembre 2024.

ACTIVOS (en millones de US\$)	mar-25	dic-24	Variación	Var %
Activos Corrientes	2.360	2.242	118	5,3%
Activos No Corrientes	10.491	10.523	(32)	(0,3%)
Total Activos	12.851	12.765	86	0,7%

Los **Activos Corrientes** presentaron un **aumento** de **US\$ 118 millones** al 31 de marzo de 2025 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\$ 79 millones**, debido fundamentalmente a mayores cuentas por cobrar comerciales por US\$ 84 millones, que explican principalmente por traspasos desde el largo plazo al corto plazo de saldos, vinculados a las Leyes de estabilización de precios a clientes regulados, registrados Enel Distribución Chile.
- **Aumento del Efectivo y equivalentes al efectivo por US\$ 30 millones**, explicado principalmente por: (i) recaudación de clientes por US\$ 1.601 millones (ii) préstamos bancarios por US\$ 50 millones, y (iii) intereses recibidos por US\$ 2 millones. Lo anterior fue parcialmente compensado por: i) pagos a proveedores por US\$ 1.344 millones; (ii) compras de propiedades, planta y equipo por US\$ 88 millones; (iii) pagos de dividendos por US\$ 70 millones; (iv) otros pagos por actividades de operación por US\$ 39 millones, fundamentalmente por pago de IVA y otros impuestos; (v) pago de impuesto a las ganancias por US\$ 38 millones; (vi) pago a los empleados por US\$ 27 millones; (vii) compras de activos intangibles por US\$ 26 millones ; (ix) pagos de intereses por US\$ 11 millones; (x) pagos de pasivos por arrendamientos por US\$ 5 millones; y (xi) otras salidas de efectivo por US\$ 2 millones. Además, en el periodo se generó un efecto positivo de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo por US\$ 29 millones.
- **Aumento de Inventarios, por US\$ 8 millones**, explicado principalmente por un mayor stock de gas por US\$ 6 millones y de repuestos y otros insumos por US\$ 4 millones. Lo anterior fue parcialmente compensado por un menor stock de petróleo por US\$ 2 millones.
- **Aumento de Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes, por US\$ 22 millones**, explicado principalmente por: (i) una mayor cuenta por cobrar por concepto de operaciones de derivados de commodities a Enel Global Trading S.p.A por US\$ 24 millones, y (ii) mayores servicios de Enel Américas por US\$ 2 millones. Lo anterior fue



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
GRUPO ENEL CHILE
AL 31 DE MARZO DE 2025

parcialmente compensado por (i) un menor saldo por cobrar a GNL Chile S.A. por US\$ 5 millones correspondiente a anticipos por compra de gas.

- **Aumento de Activos por impuestos corrientes, por US\$ 4 millones**, correspondiente a un mayor saldo pagos provisionales mensuales.

Lo anterior parcialmente compensado por:

- **Disminución de Otros activos no financieros corrientes por US\$ 28 millones**, explicado principalmente por: un menor IVA crédito fiscal por US\$ 23 millones y un menor saldo de gastos pagados por anticipado por US\$ 6 millones.

Los **Activos No Corrientes disminuyeron en US\$ 32 millones** respecto del saldo al 31 de marzo de 2025. Las variaciones de los principales rubros se describen como sigue:

- **Disminución de Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes por US\$ 91 millones**, que explican principalmente por traspasos desde el largo plazo al corto plazo por US\$ 84 millones de saldos, vinculados a las Leyes de estabilización de precios a clientes regulados, registrados en Enel Distribución Chile.
- **Disminución de Otros activos no financieros no corrientes por US\$ 9 millones**, correspondiente a un menor IVA crédito fiscal.

Lo anterior parcialmente compensado por:

- **Aumento de Propiedades, planta y equipos por US\$ 42 millones**, explicado fundamentalmente por: (i) adiciones de plantas y equipo por US\$ 72 millones, de los cuales el segmento de generación aporta US\$ 47 millones y el segmento de distribución y redes aporta US\$ 25 millones; y (ii) incremento por diferencias de conversión por US\$ 44 millones. Lo anterior fue parcialmente compensado por la depreciación del ejercicio por US\$ 71 millones.
- **Aumento de Activos por derechos de uso por US\$ 8 millones**, explicado principalmente por: un incremento por diferencias de conversión por US\$ 14 millones. Lo anterior, compensado por depreciación del ejercicio por US\$ 6 millones.
- **Aumento de Otros activos financieros no corrientes por US\$ 7 millones**, correspondiente a Instrumentos derivados de cobertura.
- **Aumento de Plusvalía por US\$ 4 millones**, correspondiente a incremento por diferencias de conversión.
- **Aumento en Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación por US\$ 3 millones**, correspondiente a la utilidad de nuestra asociada GNL Chile S.A.



Los **Pasivos Totales** de la Compañía, incluido el Patrimonio, alcanzaron los **US\$ 12.851 millones al 31 de marzo de 2025**, presentando un aumento de un 0,7% comparado con el total de pasivos y patrimonio al 31 de diciembre de 2024.

PASIVOS Y PATRIMONIO (en millones de US\$)	mar-25	dic-24	Variación	Var %
Pasivos Corrientes	2.072	2.251	(180)	(8,0%)
Pasivos No corrientes	5.204	5.168	36	0,7%
Patrimonio Total	5.575	5.345	229	4,3%
<i>Atribuible a los propietarios de la controladora</i>	5.193	4.976	217	4,4%
<i>Participaciones no controladoras</i>	382	369	13	3,5%
Total Patrimonio y Pasivos	12.851	12.765	86	0,7%

Los **Pasivos Corrientes** presentaron una **disminución** de **US\$ 180 millones** al 31 de marzo de 2025. A continuación, se explican las variaciones de los principales rubros que lo conforman:

- **Disminución de Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes por US\$ 233 millones**, explicado principalmente por menores cuentas por pagar por: (i) compra de energía y combustibles por US\$ 88 millones; (ii) menores compras de bienes y servicios por US\$ 119 millones; y (ii) menor pago de dividendos por US\$ 29 millones; Todo lo anterior fue parcialmente compensado por mayores otras cuentas por pagar por US\$ 5 millones.
- **Disminución de Cuentas por pagar a empresas relacionadas corrientes por US\$ 17 millones**, debido fundamentalmente a menores cuentas por pagar a: (i) Enel SpA por US\$ 40 millones, principalmente por concepto de dividendos; y (ii) Enel Green Power Spa por US\$ 5,4 millones, por concepto de servicios técnicos.

Lo anterior, fue parcialmente compensado por: (i) mayores cuentas por pagar a Enel Finance International NV (EFI) por US\$ 2 millones; (ii) mayores cuentas por pagar a GNL Chile S.A. por US\$ 5 millones; (iii) Enel Green Power Spa por US\$ 12 millones, por concepto de servicios informáticos; y (iv) Enel SpA por US\$ 5 millones, principalmente por concepto de otros servicios; (v) Enel X SRL por US\$ 5,4 millones, otros servicios.

Lo anterior parcialmente compensado por:

- **Aumento de Otros pasivos financieros corrientes por US\$ 35 millones**, explicado principalmente por: (i) mayores costos financieros de préstamos y de bonos por US\$ 33 millones; y (ii) aumento de Instrumentos derivados de cobertura de flujos de caja por US\$ 31 millones. Lo anterior fue compensado parcialmente por: (i) pago de intereses de préstamos bancarios por US\$ 4 millones; y (ii) diferencias de conversión por US\$ 25 millones.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
GRUPO ENEL CHILE
AL 31 DE MARZO DE 2025

- **Aumento de Pasivos por impuestos corrientes por US\$ 30 millones**, explicado fundamentalmente por concepto de impuesto a la renta.
- **Aumento de Otros pasivos por arrendamientos corrientes por US\$ 3 millones**, explicado principalmente por nuevos arrendamientos de terrenos para el desarrollo de proyectos de generación de energías renovables, asociados al Grupo EGP Chile.

Los **Pasivos No Corrientes aumentaron en US\$ 36 millones** al 31 marzo de 2025, y se explica principalmente por lo siguiente:

- **Aumento de Otros pasivos financieros no corrientes por US\$ 61 millones**, explicado principalmente por préstamo bancario con la Corporación Andina de Fomento (CAF) por US\$ 50 millones.
- **Aumento de pasivos por arrendamientos no corrientes por US\$ 10 millones**, explicado principalmente por nuevos arrendamientos de terrenos para el desarrollo de proyectos de generación de energías renovables, asociados al Grupo EGP Chile.
- **Aumento de Pasivos por impuestos diferidos por US\$ 7,5 millones**, explicado fundamentalmente por menores pérdidas tributarias provenientes de Enel Green Power Chile.

Lo anterior parcialmente compensado por:

- **Disminución de Otras cuentas por pagar no corrientes por US\$ 42 millones**, explicado principalmente por mayores cuentas por pagar por compra de energía, asociadas en gran medida a la aplicación de las Leyes que establecen los mecanismos de estabilización de tarifas para clientes regulados.
- **Disminución de Otros pasivos no financieros no corrientes por US\$ 5 millones**, explicado por menores Ingresos diferidos por venta de energía.

El **Patrimonio Total** ascendió a **US\$ 5.575 millones** al 31 de marzo de 2025, presentando un **aumento de US\$ 229 millones** respecto al 31 de diciembre de 2024, y se explica principalmente por lo siguiente:

- El **Patrimonio Atribuible a los Propietarios de Enel Chile** fue de **US\$ 5.193 millones**, y se desglosa como sigue: Capital emitido por **US\$ 3.896 millones**, Utilidades acumuladas por **US\$ 3.056 millones** y Otras reservas negativas por **US\$ 1.759 millones**.
- > Las **Utilidades acumuladas**, presentan una **variación positiva de US\$ 175 millones**, que se explica por la utilidad del ejercicio por el mismo importe.
 - > Las **Otras reservas** presentan una **variación positiva de US\$ 42 millones**, que se explican fundamentalmente por: (i) mayores reservas de conversión por US\$ 36 millones; (ii) mayores reservas de cobertura de flujo de caja por US\$ 5 millones.



- El Patrimonio Atribuible a las Participaciones No Controladoras fue de US\$ 382 millones, presentando un aumento de US\$ 13 millones respecto del saldo al 31 de diciembre de 2024, explicado principalmente por: (i) la utilidad del ejercicio por US\$ 12 millones; (ii) un mayor otro resultado integral por US\$ 1 millón.

3. PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO

Grupo Enel Chile generó un flujo de efectivo neto positivo de US\$ 1 millón por el período terminado al 31 de marzo de 2025, lo que representa una menor salida de caja por US\$ 143 millones con respecto al mismo periodo del año 2024. Las principales variables que explican este mayor flujo neto positivo del período se describen a continuación:

FLUJOS DE EFECTIVO (en millones de US\$)	mar -25	mar -24	Variación	Var %
Flujo de Operación	152	180	(28)	(15, 6%)
Flujo de Inversión	(113)	(242)	129	(53, 4%)
Flujo de Financiamento	(38)	(81)	42	(52, 5%)
Flujo neto del período	1	(142)	143	(100, 8%)

Las **actividades de operación** generaron un flujo de efectivo neto positivo de US\$ 152 millones por el periodo terminado al 31 de marzo de 2025. Estos flujos están compuestos principalmente por las siguientes entradas de efectivo procedentes ventas de bienes y servicios por US\$ 1.601 millones. Estos ingresos de caja fueron parcialmente compensados por: (i) pago a proveedores por US\$ 1.344 millones; (ii) pago de impuesto a las ganancias por US\$ 38 millones; (iii) pago a empleados por US\$ 27 millones; y (iv) otros pagos por actividades de operación por US\$ 40 millones, fundamentalmente por pago de IVA y otros impuestos.

La variación negativa en el flujo de operación por US\$ 28 millones respecto a marzo de 2024, se explica fundamentalmente por: (i) mayores pagos a proveedores por US\$ 247 millones; (ii) mayor pago de impuesto a las ganancias por US\$ 12 millones. Lo anterior, fue parcialmente compensado por: (i) mayores cobros procedentes ventas de bienes y servicios por US\$ 213 millones; y (ii) menores pagos a empleados por US\$ 19 millones.

Las **actividades de inversión** generaron un flujo de efectivo neto negativo de US\$ 113 millones por el período terminado al 31 de marzo de 2025. Estos flujos de efectivo están compuestos principalmente por: (i) desembolsos realizados por compras de propiedades, plantas y equipos por US\$ 88 millones; y (ii) desembolsos por compra de activos intangibles por US\$ 26 millones.

La **variación positiva** en el **flujo de inversión** por US\$ 129 millones respecto a marzo de 2024, se explica fundamentalmente por menores desembolsos por compra de propiedades, planta y equipo por US\$ 154 millones. Lo anterior fue parcialmente compensado por: (i) mayores Compras de activos intangibles por US\$ 15 millones; (ii) menores cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera por US\$ 6 millones.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL CHILE

AL 31 DE MARZO DE 2025

Las **actividades de financiación** generaron un flujo de efectivo neto negativo de US\$ 38 millones, por el período terminado al 31 de marzo de 2025. Estos flujos están compuestos fundamentalmente por salidas de efectivo por: (i) pago de dividendos por US\$ 70 millones; (ii) pago de intereses por US\$ 11 millones; y (iii) Pagos de pasivos por arrendamientos por US\$ 5 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por entradas de efectivo por préstamo otorgado por la Corporación Andina de Fomento (CAF) por US\$ 50 millones.

La **variación positiva por US\$ 42 millones** en el **flujo de financiamiento** respecto a marzo de 2024, se explica fundamentalmente por: (i) mayores entradas de efectivo por préstamo otorgado por la Corporación Andina de Fomento (CAF) por US\$ 50 millones y (ii) menores pagos de intereses por US\$ 15 millones. Lo anterior parcialmente compensado por mayores pagos de dividendos por US\$ 21 millones.

SEGMENTO DE NEGOCIO	Información Propiedades, Planta y Equipos (en millones de US\$)			
	Desembolsos por Incorporación de Propiedad, Planta y Equipos		Depreciación	
	mar-25	mar-24	mar-25	mar-24
Segmento Generación	70	219	68	60
Segmento Distribución y Redes	16	20	14	13
Otras actividades de negocio	2	2	2	2
Total Consolidado Grupo ENEL CHILE	88	242	84	75



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

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

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

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

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

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

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

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



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

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

POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGOS

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

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

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

El sistema de gestión de riesgos del Grupo Enel considera tres líneas de acción (defensa) para obtener una gestión eficaz y eficiente de los riesgos y controles. Cada una de estas tres “líneas” juega un papel distinto dentro de la estructura de gobierno más amplia de la organización (Áreas de Negocio y de Controles Internos, actuando como la primera línea, Control de Riesgos, actuando como segunda línea y Auditoría Interna como tercera línea de



defesa). Cada línea de defensa tiene la obligación de informar y mantener actualizada a la alta gerencia y a los directores sobre la gestión de riesgos, siendo que la Alta Administración es informada por la primera y segunda línea de defensa y el Directorio de Enel Chile, a su vez, por la segunda y tercera línea de defensa.

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

22.1. Riesgo de tasa de interés

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

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

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

	31.03.2025	31.12.2024	01.01.2024
Tasa de interés fija	88%	89%	88%

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

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

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

22.2. Riesgo de tipo de cambio

Los riesgos de tipos de cambio se corresponden, fundamentalmente, con las siguientes transacciones:



- Flujos correspondientes a ingresos, costos y desembolsos de inversión que están denominados en monedas distintas a la moneda funcional (dólar de los Estados Unidos de América).
- Descalce contable que existe entre los activos y pasivos del Estado de Situación Financiera denominados en monedas distintas a la moneda funcional.
- Deuda contratada por sociedades del Grupo denominada en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- Pagos para realizar en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos, por ejemplo, por adquisición de materiales asociados a proyectos y pagos de pólizas de seguros corporativos, entre otros.
- Ingresos en sociedades del Grupo que están directamente vinculados a la evolución de monedas distintas a la de sus flujos.

Con el objetivo de minimizar el riesgo de tipo de cambio, el Grupo Enel Chile busca mantener un equilibrio entre los flujos distintos a la moneda funcional en los activos y pasivos. El objetivo es minimizar la exposición de los flujos al riesgo de variaciones en tipo de cambio.

Los instrumentos utilizados actualmente para dar cumplimiento a la política corresponden a swaps de moneda y forwards de tipo de cambio.

Durante el ejercicio 2024, los Directorios de Enel Chile, Enel Generación Chile y Empresa Eléctrica Pehuenche acordaron el cambio de moneda funcional de dichas Compañías, de pesos chilenos a dólares de los Estados Unidos de América, a contar del 1 de enero de 2025, debido a que la divisa estadounidense pasó a ser la moneda que influye significativamente en el entorno económico donde opera cada una de ellas.

22.3. Riesgo de commodities

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

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

Con el objeto de reducir el riesgo en situaciones de extrema sequía, El Grupo ha diseñado una política comercial, definiendo niveles de compromisos de venta acordes con la capacidad de sus centrales generadoras en un año seco, e incluyendo cláusulas de mitigación del riesgo en algunos contratos con clientes libres, y en el caso de los clientes



regulados sometidos a procesos de licitación de largo plazo, determinando polinomios de indexación que permitan reducir la exposición a commodities.

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

Al 31 de marzo de 2025 se mantienen coberturas activas a liquidarse de Brent que totalizaron 459 kbbl asociados a compras y 159 kbbl asociados a ventas. En cuanto al gas, contábamos con coberturas activas de Henry Hub por 24 Tbtu asociadas a compras. En relación con las coberturas de carbón, al 31 de marzo de 2025, se registraron obligaciones de liquidación por un total de 22,2 kTon correspondientes a contratos de venta. Adicionalmente, se mantienen coberturas activas de TFU por 0,7 Tbtu asociadas a venta de barcos durante 2025. Al 31 de diciembre de 2024 se mantenían coberturas activas a liquidarse de Brent que totalizaron 45 kbbl asociadas a compras. En cuanto al gas, no se registraron coberturas activas a liquidarse al cierre del año 2024, ni en Henry Hub Swap ni en Henry Hub Future. En relación con las coberturas de carbón, al 31 de diciembre de 2024, se registraron obligaciones de liquidación por un total de 10,7 kTon correspondientes a contratos de venta.

De acuerdo con las condiciones operativas que se actualizan permanentemente, estas coberturas pueden ser modificadas o incluir otros commodities.

Gracias a las estrategias de mitigación implementadas, el Grupo pudo minimizar los efectos de la volatilidad de los precios de los productos básicos en los resultados del primer trimestre de 2025.

22.4. Riesgo de liquidez

El Grupo mantiene una liquidez consistente en la contratación de facilidades crediticias a largo plazo comprometidas e inversiones financieras temporales, por montos suficientes para soportar las necesidades proyectadas para un período que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros.

Al 31 de marzo de 2025, el Grupo Enel Chile presenta una liquidez de US\$ 415 millones en efectivo y medios equivalentes, y US\$ 640 millones en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2024, el Grupo Enel Chile presentaba una liquidez de US\$ 385 millones en efectivo y medios equivalentes y US\$ 690 millones en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional; y al 1 de enero de 2024, el Grupo Enel Chile tenía una liquidez de US\$ 642 millones en efectivo y



medios equivalentes y US\$ 540 millones en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

22.5. Riesgo de crédito

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

Cuentas por cobrar comerciales:

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

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad comercial de distribución, este riesgo es históricamente muy limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos muy significativos antes que pueda producirse la suspensión del suministro por impago, de acuerdo con la regulación correspondiente. Adicionalmente, existen medidas de seguimiento y control de carteras para todos los segmentos de la Compañía: Corporativos, Administración Pública y Residencial, disponiendo de ejecutivos comerciales exclusivos para atención de clientes Corporativos y de Administración Pública, con el objetivo de mitigar cualquier actividad que ponga en riesgo el no pago del cliente.

Activos de carácter financiero

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

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

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



22.6. Medición del riesgo

Riesgo de Tipo de Cambio

Con el objetivo de monitorear este riesgo y acotar la volatilidad del estado de resultados, el Grupo Enel Chile elabora una medición prospectiva, basada en simulación mensual de Montecarlo, sobre las fluctuaciones cambiarias del descalse de cuentas contables, en un periodo de 3 meses al 95% de confianza.

En base a la exposición estimada de la Compañía, considerando las coberturas vigentes, el impacto estimado de las fluctuaciones de cambio al próximo trimestre alcanzaría US\$ 42 millones.

Considerando que, a contar del 1 de enero de 2025, Enel Chile y sus subsidiarias Enel Generación Chile y Empresa Eléctrica Pehuenche adoptaron como su moneda funcional el dólar estadounidense, la medición del riesgo de tipo de cambio descrita anteriormente, se ha determinado considerando tal circunstancia.

Riesgo de Tasas de Interés

La exposición asociada a la variación de tasas de interés es medida como la sensibilidad del gasto financiero. El análisis de sensibilidad realizado sobre el gasto financiero mensual muestra que una variación de 25 puntos básicos en la tasa de interés de referencia, SOFR, tendría los siguientes efectos:

- Un aumento de 25 puntos básicos incrementaría el gasto financiero mensual en US\$ 42 mil.
- Una disminución de 25 puntos básicos reduciría el gasto financiero mensual en US\$ 42 mil.

Dado el control efectivo de la Compañía sobre su exposición a tasas variables, este riesgo se considera acotado. Para reducir aún más esta exposición, se monitorean continuamente los escenarios de mercado, y se busca un equilibrio entre financiamiento a tasas fijas y variables.

OTROS RIESGOS

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



En relación con las líneas de crédito bajo ley del Estado de Nueva York, suscrita en marzo 2024 con vencimiento en marzo de 2027, y la línea de crédito bajo ley chilena, suscrita en diciembre de 2024 con vencimiento en diciembre de 2027, el pago anticipado podría ocurrir como resultado del no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable – de cualquier otra deuda de Enel Chile cuyo capital insoluto individual exceda el equivalente de US\$150 millones y cuyo monto en mora también exceda el equivalente de US\$150 millones. Además, estas líneas de crédito contienen disposiciones según las cuales ciertos eventos distintos del no pago, en Enel Chile, tales como quiebra, insolvencia, sentencias judiciales ejecutoriadas adversas por un monto superior a US\$300 millones, entre otros, podría ocasionar la declaración de aceleración de éstas.

En relación con el préstamo bancario bajo ley de Chile, suscrito en diciembre de 2021 con vencimiento en diciembre de 2026, se podría dar lugar a su pago anticipado como resultado del no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable – de cualquier otra deuda de Enel Chile cuyo capital insoluto individual exceda el equivalente de US\$150 millones y cuyo monto en mora también exceda el equivalente de US\$150 millones. Además, este préstamo contiene disposiciones según las cuales ciertos eventos distintos del no pago, en Enel Chile, tales como quiebra, insolvencia, sentencias judiciales ejecutoriadas adversas por un monto superior a US\$300 millones, entre otros, podrían ocasionar la declaración de aceleración de éste.

En relación con los préstamos bancarios bajo ley de Italia, suscritos en agosto de 2022 y julio de 2023, con vencimiento en diciembre de 2037 y diciembre de 2038, respectivamente, se podría dar lugar a su pago anticipado como resultado del no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable – de cualquier otra deuda de Enel Chile cuyo capital insoluto individual exceda el equivalente de US\$150 millones y cuyo monto en mora también exceda el equivalente de US\$150 millones. Además, estos préstamos contienen disposiciones según las cuales ciertos eventos distintos del no pago, en Enel Chile, Enel SpA o una subsidiaria relevante, tales como quiebra, insolvencia, sentencias judiciales ejecutoriadas adversas, podrían ocasionar la declaración de aceleración de éste.

En relación con el préstamo bancario bajo ley de Inglaterra, suscrito en mayo de 2024 con vencimiento en diciembre de 2037, se podría dar lugar a su pago anticipado como resultado del no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable – de cualquier otra deuda de Enel Chile cuyo capital insoluto agregado exceda el equivalente de US\$150 millones y cuyo monto en mora también exceda el equivalente de US\$150 millones. Además, este préstamo contiene disposiciones según las cuales ciertos eventos distintos del no pago, en Enel Chile, Enel SpA o una subsidiaria relevante, tales como quiebra, insolvencia, sentencias judiciales ejecutoriadas adversas, podrían ocasionar la declaración de aceleración de éste.

Adicionalmente, en el caso de los bonos Yankee un posible pago anticipado podría darse lugar como consecuencia del no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable – de cualquier deuda de Enel Chile, o de cualquiera de sus filiales significativas, con un monto de capital que exceda los US\$150 millones, o su equivalente en otras monedas. El aceleramiento de la deuda por causal de cross default no se da en forma automática, sino que deben exigirlo los titulares de al menos un 25% de los bonos de una determinada serie de los bonos Yankee.



No hay cláusulas en los contratos de crédito por las cuales cambios en la clasificación de riesgo corporativa o de la deuda de Enel Chile, por las agencias clasificadoras de riesgo, produzcan la obligación de hacer prepagos de deuda.

III. VALOR LIBRO Y VALOR ECONOMICO DE LOS ACTIVOS

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

Las propiedades, plantas y equipos se valoran a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado. Las propiedades, plantas y equipos, neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecian distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el período en el que las sociedades esperan utilizarlos. Dicha vida útil estimada se revisa periódicamente.

La plusvalía generada en la consolidación representa el exceso del costo de adquisición sobre la participación del Grupo en el valor razonable de los activos y pasivos, incluyendo los pasivos contingentes y la participación no controladora identificables de una Sociedad subsidiaria, en la fecha de adquisición. La plusvalía no se amortiza, sino que al cierre de cada ejercicio contable se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al oportuno ajuste por deterioro (ver Nota 3.e de los Estados Financieros Consolidados de Enel Chile al 31 de diciembre de 2024).

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

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

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

En resumen, los activos se presentan valorizados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera, cuyos criterios se encuentran expuestos en las Notas N° 2, 3 y 4 de los Estados Financieros Consolidados de Enel Chile al 31 de diciembre de 2024.