

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

(Cifras expresadas en millones de Pesos Chilenos – Ch\$ millones)

RESUMEN EJECUTIVO

- El número de clientes se incrementó en 1,3 % (+ 27.558 clientes), alcanzando 2.190.164 clientes al 31 de diciembre de 2025, fundamentalmente como consecuencia de un crecimiento de 26.197 clientes, en el sector residencial.
- Las Inversiones en CAPEX alcanzaron los Ch\$ 155.029 millones, lo que representa un aumento de 26,06% respecto del año anterior.
- Las ventas físicas alcanzaron 14.534 GWh a diciembre de 2025, disminuyendo en 1,9% (-277 GWh) respecto a diciembre de 2024.
- Los ingresos operacionales aumentaron en un 3,3% alcanzando Ch\$ 1.695.428 millones, principalmente por mayores ingresos por venta de energía.
- Las compras de energía totalizaron Ch\$ 1.320.265 millones, disminuyendo un 2,4% respecto a diciembre 2024.
- Los gastos de personal (neto de trabajos para el inmovilizado) disminuyeron en Ch\$ 7.787 millones, principalmente por un menor gasto por pago de bonos.
- Los otros gastos fijos de explotación aumentaron en Ch\$ 9.120 millones, como consecuencia de mayores costos en servicios de mantenimiento y reparación de redes.
- Como resultado de los factores mencionados previamente, el EBITDA aumentó un 196,3% a diciembre de 2025, al totalizar Ch\$ 179.169 millones.

- El beneficio (pérdida) neto(a) atribuible a los accionistas de Enel Distribución Chile S.A. aumentó en Ch\$ 63.762 millones, al pasar de una pérdida de Ch\$ 25.487 millones a diciembre de 2024 a una utilidad por Ch\$ 38.275 millones a diciembre de 2025, explicado por un mayor resultado bruto operacional de Ch\$ 118.700 millones, compensado por un mayor gasto por depreciación y amortización por Ch\$ 11.833 millones, por mayores pérdidas por deterioro (NIIF 9) por Ch\$ 17.373 millones, un mayor nivel de resultado financiero por Ch\$ 11.108 millones y mayor gasto por impuestos a las ganancias por Ch\$ 14.624 millones.

RESUMEN FINANCIERO

- La empresa no mantiene deuda con bancos e instituciones financieras a la fecha.
- La liquidez de la empresa, un factor clave para nuestra administración financiera, se muestra a continuación:
 - Caja y caja equivalente disponible: US\$ 2,8 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, pero no podrán 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 que se produzcan generarán una cuenta por cobrar a favor de los generadores con un límite de US\$1.350 millones hasta el 2023. Dicho límite fue alcanzado en febrero de 2022. El saldo debe ser recuperado a más tardar el 31 de diciembre de 2027.

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

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

El día 2 de agosto de 2022 fue publicada la Ley N°21.472, que creó un Fondo de Estabilización de Tarifas y establece un Nuevo Mecanismo de Estabilización Transitorio de Precios de la Electricidad para Clientes Sometidos a Regulación de Precios. Esta Ley establece un mecanismo de protección al cliente que tendrá por objeto pagar las diferencias que se produzcan entre los precios de los respectivos contratos de suministro regulado y la tarifa estabilizada. El objetivo es impedir el alza en las cuentas de energía eléctrica en el año 2022 y permitir alzas graduales durante la próxima década.

Las diferencias que serán cubiertas por un fondo transitorio de US\$ 1.800 millones, mediante un nuevo instrumento denominado Documento de Pago, emitido en forma mensual por la Tesorería General de la República a las empresas de generación de energía eléctrica, en dólares estadounidenses, reajutable, cedible, con fecha de vencimiento máxima a diciembre de 2032 y con garantía estatal.

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

El fondo es administrado por la Tesorería General de la República, tendrá un aporte fiscal de 20 Millones de USD al año y una vigencia hasta el 31 de diciembre de 2032. Todos los saldos generados en exceso al fondo de US\$ 1.350 millones indicado en la Ley N°21.185, son reconocidos como parte del mecanismo establecido en la Ley N°21.472.

El 21 de diciembre de 2019 se publicó la Ley N°21.194 (“Ley Corta de Distribución”) que rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica. Por medio de esta Ley, se elimina la proporción de dos tercios para el estudio VAD (Valor Agregado de Distribución) realizado por la CNE y un tercio para el estudio VAD realizado por las empresas de distribución, reemplazándose por un único estudio solicitado por la CNE. Por otro lado, se modifica la tasa de actualización para el cálculo de los

costos anuales de inversión pasando del 10% real anual, antes de impuestos, a 6% real anual, después de impuesto, a ser aplicada a partir del nuevo ciclo tarifario que comenzó el 4 de noviembre de 2020. La tasa de rentabilidad económica después de impuestos de las empresas distribuidoras no debe diferir en más de dos puntos al alza y tres puntos a la baja de la tasa definida por la CNE. El proceso de fijación de tarifas para el ciclo 2020-2024 se encuentra actualmente en desarrollo. La nueva tarifa tendrá efectos retroactivos a noviembre 2020.

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 les adicionó el cargo MPC.

MERCADO EN QUE PARTICIPA ENEL DISTRIBUCION CHILE 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 en términos acumulados, al 31 de diciembre de 2025 y 2024:

Información Física	Ventas de Energía (GWh)			Pérdidas de energía (%)	
	dic-25	dic-24	Var %	dic-25	dic-24
Negocio de Distribución y Redes	14.534	14.810	(1,9%)	6,57%	5,79%

Otra Información	dic-25	dic-24	Var %
Número de Clientes	2.190.164	2.162.606	1,3%
Clientes/Empleados	4.071	3.911	4,1%

El siguiente cuadro muestra los ingresos de explotación detallado por ventas de energía por tipo de clientes y en términos acumulados al 31 de diciembre de 2025 y 2024:

INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA (en millones de Ch\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	dic-25	dic-24	Variación	Var %	4T2025	4T2024	Variación	Var %
Venta de Energía	1.616.457	1.590.440	26.017	1,6%	393.509	370.507	23.002	6,2%
Residenciales	872.112	841.865	30.247	3,6%	222.974	187.281	35.693	19,1%
Comerciales	441.729	452.894	(11.165)	(2,5%)	92.387	110.682	(18.295)	(16,5%)
Industriales	117.868	121.963	(4.095)	(3,4%)	24.859	30.173	(5.314)	(17,6%)
Otros Consumidores(*)	184.748	173.718	11.030	6,4%	53.289	42.371	10.918	25,8%
Otras Ventas	5.431	7.436	(2.005)	(27,0%)	1.563	2.406	(843)	(35,0%)
Ventas de productos y servicios	5.431	7.436	(2.005)	(27,0%)	1.563	2.406	(843)	(35,0%)
Otras Prestaciones de Servicios	50.318	37.298	13.020	34,9%	19.236	12.767	6.469	50,7%
Ariendo equipos de medida	4.032	3.617	415	11,5%	1.032	783	249	31,8%
Servicio de construcción de empalme	45.902	32.333	13.569	42,0%	17.978	11.607	6.371	54,9%
Otras prestaciones	384	1.348	(964)	(71,5%)	226	377	(151)	(40,1%)
Total Ingresos de actividades ordinarias	1.672.206	1.635.174	37.032	2,3%	414.308	385.680	28.628	7,4%
Ingresos por recuperación de fraudes (CNR)	6.615	3.089	3.526	114,2%	1.608	1.116	(1.116)	(100,0%)
Recuperación deuda castigada	898	1.104	(206)	(18,7%)	295	268	27	10,1%
Ingreso por multas a proveedores	433	948	(515)	(54,3%)	47	93	(46)	(49,5%)
Compensación por daños y similares	14.351	-	14.351	0,0%	1.687	-	1.687	0,0%
Otros Ingresos	925	1.095	(170)	(15,5%)	(664)	(10)	(654)	6540,0%
Total Otros ingresos por naturaleza	23.222	6.236	16.986	272,4%	2.973	1.467	1.506	102,7%

(*) Incluye peajes de clientes libres, por contratos de energía no suministrados por Enel Distribución Chile



A Continuación, se presenta la información comparativa de la venta de energía de Enel Distribución Chile S.A. y su subsidiaria, en términos acumulados al 31 de diciembre de 2025 y 2024:

	Cifras Acumuladas								
	Clientes			Ventas Ch\$ Millones			Ventas (GWh) (**)		
Mercado	dic-25	dic-24	Var %	dic-25	dic-24	Var %	dic-25	dic-24	Var %
Residencial	1.970.515	1.944.318	1,4%	872.112	841.865	3,6%	5.096	5.820	(12,4%)
Comercial	157.778	158.100	(0,2%)	441.729	452.894	(2,5%)	2.294	2.213	3,7%
Industrial	11.236	11.505	(2,3%)	117.868	121.963	(3,4%)	690	675	2,3%
Otros	48.718	46.862	4,0%	123.781	124.412	(0,5%)	730	568	28,6%
Peaje	1.917	1.821	5,3%	60.967	49.306	23,7%	5.723	5.535	3,4%
Total	2.190.164	2.162.606	1,3%	1.616.457	1.590.441	1,6%	14.534	14.810	(1,9%)

(**) Considera Peaje, Consumo no Facturado, Estimacion de Demanda

	Cifras Trimestrales								
	Clientes			Ventas Ch\$ Millones			Ventas (GWh) (**)		
Mercado	4T2025	4T2024	Var %	4T2025	4T2024	Var %	4T2025	4T2024	Var %
Residencial	6.139	9.373	(34,5%)	206.135	187.281	10,1%	1.156	1.393	(17,0%)
Comercial	(39)	233	(116,7%)	109.885	110.682	(0,7%)	558	460	21,2%
Industrial	(67)	(31)	116,1%	28.924	30.173	(4,1%)	166	149	11,8%
Otros	432	(108)	(500,0%)	30.725	30.265	0,0%	181	104	74,4%
Peaje	34	10	240,0%	17.840	12.105	47,4%	1.504	1.451	3,7%
Total	6.499	9.477	(31,4%)	393.509	370.506	6,2%	3.566	3.556	0,3%

(**) Considera Peaje, Consumo no Facturado, Estimacion de Demanda

I. ANÁLISIS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

1. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

El resultado atribuible a los accionistas controladores de Enel Distribución Chile S.A., al cierre de diciembre de 2025 registró una utilidad de Ch\$ 38.275 millones, lo que equivale a un incremento de Ch\$ 63.762, comparado con la pérdida de Ch\$ 25.487 millones registrada en el año anterior.

A continuación, se presenta la información comparativa de cada ítem del estado de resultados, en términos acumulados al 31 de diciembre de 2025 y 2024:

ESTADO DE RESULTADO CONSOLIDADO (en millones de Ch\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	dic-25	dic-24	Variación	Var %	4T2025	4T2024	Variación	Var %
Ingresos	1.695.428	1.641.410	54.018	3,3%	417.278	387.147	30.131	7,8%
Ingresos ordinarios (1)	1.672.206	1.635.174	37.032	2,3%	414.307	385.680	28.627	7,4%
Otros ingresos de explotación	23.222	6.236	16.986	272,4%	2.971	1.468	1.504	102,5%
Aprovisionamientos y Servicios	(1.401.094)	(1.467.109)	66.015	(4,5%)	(334.426)	(363.880)	29.454	(8,1%)
Compras de energía	(1.320.265)	(1.353.035)	32.771	(2,4%)	(317.020)	(320.321)	3.301	(1,0%)
Gastos de transporte	(45.609)	(54.917)	9.307	(17,0%)	(13.991)	(14.206)	216	(1,5%)
Otros aprovisionamientos y servicios	(35.220)	(59.157)	23.938	(40,5%)	(3.415)	(29.353)	25.938	(88,4%)
Margen de Contribución	294.334	174.301	120.033	68,9%	82.852	23.267	59.585	256,1%
Trabajos para el inmovilizado	17.396	12.854	4.542	35,3%	6.119	2.738	3.382	123,5%
Gastos de personal	(38.995)	(42.240)	3.245	(7,7%)	(8.404)	(9.371)	968	(10,3%)
Otros gastos por naturaleza	(93.565)	(84.445)	(9.120)	10,8%	(21.066)	(20.704)	(362)	1,8%
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	179.169	60.469	118.700	196,3%	59.502	(4.071)	63.573	(1561,7%)
Depreciación y amortización	(66.679)	(54.846)	(11.833)	21,6%	(23.691)	(14.911)	(8.779)	58,9%
Pérdidas por Deterioro (Reversiones) por aplicación de NIF 9	(35.216)	(17.843)	(17.373)	97,4%	(9.466)	(3.514)	(5.952)	169,4%
Resultado de Explotación (EBIT)	77.274	(12.220)	89.494	(732,4%)	26.345	(22.496)	48.841	(217,1%)
Resultado Financiero	(34.469)	(23.360)	(11.108)	47,6%	(6.192)	(9.111)	2.919	(32,0%)
Ingresos financieros	59.534	33.154	26.380	79,6%	37.312	7.655	29.657	387,4%
Gastos financieros	(93.984)	(54.865)	(39.119)	71,3%	(44.907)	(15.410)	(29.497)	191,4%
Resultados por unidades de reajuste	432	753	(321)	(42,6%)	489	(4)	493	(12267,4%)
Diferencia de cambio	(451)	(2.403)	1.952	(81,2%)	914	(1.352)	2.266	(167,6%)
Resultado Antes de Impuestos	42.806	(35.580)	78.385	(220,3%)	20.153	(31.607)	51.760	(2)
Impuesto sobre sociedades	(4.530)	10.093	(14.624)	(144,9%)	(2.291)	6.609	(8.901)	(134,7%)
Resultado del Período	38.275	(25.487)	63.762	(250,2%)	17.862	(24.998)	42.860	(171,5%)
Resultado atribuible a los propietarios de la controladora	38.275	(25.487)	63.762	(250,2%)	17.862	(24.998)	42.860	(171,5%)
Utilidad por acción \$ (*)	33,26	(22,15)	55,41	(250,2%)	15,52	(21,72)	37,25	(171,5%)

(*) Al 31 de Diciembre de 2025 y 2024, el número promedio de acciones ordinarias en circulación ascendió a 1.150.742.161

EBITDA

El EBITDA consolidado ascendió a Ch\$ 179.169 millones al 31 de diciembre de 2025, lo que representa un aumento del 196,3% respecto del año anterior, donde alcanzó los Ch\$ 60.469 millones.

Los Ingresos de explotación fueron de Ch\$ 1.695.428 millones, mostrando un aumento de Ch\$ 54.018 millones, equivalente a un incremento de 3,3% que se explica por:

- > *Mayores ingresos por ventas de energía por Ch\$ 26.016 millones*, producto de reliquidaciones de años anteriores, efecto que fue parcialmente compensado por una menor venta física de energía y un mayor precio medio de venta expresado en pesos (-277 GWh), fundamentalmente en el segmento de clientes residenciales.
- > *Menores otras ventas por Ch\$ 2.005 millones*, explicado por menores prestaciones por otros negocios tales como arriendo de antenas, y por traslado de redes y empalmes.
- > *Mayores otras prestaciones de servicios por Ch\$ 13.021 millones*, explicado por mayores prestaciones de servicios de construcción de empalmes y alumbrado público.
- > *Mayores otros ingresos de explotación por Ch\$ 16.986 millones*, explicado principalmente por (i) mayores ingresos por seguros por Ch\$ 14.174 millones, (ii) mayores ingresos por recuperación de consumos no registrados por Ch\$ 3.519 millones.

Los Ingresos de Explotación del 4T 2025 fueron de Ch\$ 417.278 millones, lo que representa un aumento de Ch\$ 30.131 millones, equivalente a un 7,8%, respecto al mismo trimestre del año anterior, que se explica principalmente por:

- > *Mayores ingresos por venta de energía por Ch\$ 23.001 millones*, producto de reliquidaciones de años anteriores y un mayor precio de venta.
- > *Menores Otras ventas por Ch\$ 842 millones*, explicado por menores prestaciones en otros negocios tales como traslado de redes y empalmes.
- > *Mayores ingresos por otras prestaciones de servicios por Ch\$ 6.470 millones*, explicado por mayores prestaciones de servicios de construcción de empalmes y alumbrado público.
- > *Mayores otros ingresos de explotación por Ch\$ 1.504 millones*, explicado principalmente por (i) mayores ingresos por seguro por Ch\$ 1.706 millones.

Los costos de explotación ascendieron a Ch\$ 1.401.094 millones, lo que representa una disminución de Ch\$ 66.015 millones, equivalente a una disminución del 4,5% respecto a diciembre de 2024, que se explica por:

- > *Menores compras de energía por Ch\$ 32.770 millones*, debido a una menor compra física de energía (-147 GWh).
- > *Menores gastos de transporte por peajes de transmisión zonal por Ch\$ 9.307 millones*, debido a menores pagos a empresas de transmisión.
- > *Menores otros costos de aprovisionamientos y servicio por Ch\$ 23.938 millones*, explicado principalmente por i) una disminución de costos asociados a multas SEC por Ch\$ 26.948 millones, y por ii) menores costos asociados a corte y reposición por Ch\$ 648 millones; lo anterior compensado por iii) mayores costos de servicio de valor agregado por Ch\$ 2.736 millones.
- > Durante el **4T de 2025**, los Costos de Explotación ascendieron a Ch\$ 334.426 millones, disminuyendo en Ch\$ 29.454 millones respecto al 4T 2024. Esta variación se explica principalmente por:
 - > *Menores costos por compra de energía por Ch\$ 3.301 millones*, explicado por un menor precio medio de compra expresado en pesos.
 - > *Menores otros costos de aprovisionamientos y servicios por Ch\$ 25.938 millones*, explicado principalmente por menores reconocimientos de multas SEC por Ch\$ 27.550 millones.

Los Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado) alcanzaron los Ch\$ 21.599 millones al 31 de diciembre de 2025, lo que representa una disminución de Ch\$ 7.787 millones respecto a diciembre de 2024, como consecuencia principalmente de (i) un menor gasto por pago de bono de negociación colectiva por Ch\$ 5.242 millones, por (ii) menor gasto por pago de bono anual por Ch\$ 1.230 millones, y por (iii) una mayor activación de gastos de personal destinados a proyectos inversión por Ch\$ 4.542 millones. Lo anterior fue compensado parcialmente por (iv) un mayor gasto no recurrente por Ch\$ 3.983 millones, por incentivos otorgados a trabajadores vinculados a planes de retiro anticipado.

Con relación al **4T de 2025**, los Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado) disminuyeron en Ch\$ 4.350 millones, explicado principalmente por una mayor activación de gastos de personal destinados a proyectos inversión por Ch\$ 3.382 millones.

Los Otros Gastos por Naturaleza alcanzaron los Ch\$ 93.565 millones en términos acumulados al 31 de diciembre de 2025, lo que representa un aumento de Ch\$ 9.120

millones comparado con diciembre de 2024, explicado principalmente por i) mayores gastos asociados a plan de invierno por Ch\$ 4.454 millones, y por ii) mayores costos por operación y mantenimiento por Ch\$ 3.147 millones.

Con relación al **4T de 2025 los Otros Gastos por Naturaleza aumentaron en Ch\$ 362 millones**, explicado por mayores costos por operación y mantenimiento.

DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y DETERIORO

La depreciación, amortización y deterioro presentaron un aumento de Ch\$ 29.206 millones respecto del 2024, explicado por (i) un aumento de las Pérdidas por Deterioro (NIIF 9) Ch\$ 17.373 millones, debido fundamentalmente a una mayor pérdida crediticia esperada asociada a los clientes residenciales, por (ii) una mayor depreciación del activo inmovilizado, producto de la finalización de obras y el traspaso a explotación por Ch\$ 2.678 millones, y por (iii) mayor depreciación por activos en leasing por Ch\$ 5.475 millones, y por (iv) mayor amortización de intangibles por desarrollos informáticos por Ch\$ 3.680 millones.

Respecto al **4T de 2025**, la depreciación, amortización y deterioro ascendió a Ch\$ 33.157 millones, presentando un aumento de Ch\$ 14.731 millones respecto al mismo trimestre del año anterior, que se explica por una (i) mayor pérdida por deterioro (NIIF 9) por Ch\$ 5.952 millones, debido fundamentalmente a una mayor pérdida crediticia esperada asociada a los clientes residenciales, por (ii) una mayor depreciación del activo inmovilizado, producto de la finalización de obras y el traspaso a explotación por Ch\$ 481 millones, y por (iii) mayor depreciación por activos en leasing por Ch\$ 5.188 millones, y por (iv) mayor amortización de intangibles por desarrollos informáticos por Ch\$ 3.110 millones.

RESULTADO NO OPERACIONAL

El siguiente cuadro presenta los resultados no operacionales consolidados de Enel Distribución Chile al 31 de diciembre de 2025 y 2024:

RESULTADOS NO OPERACIONALES (en millones de Ch\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	dic-25	dic-24	Variación	%	4T2025	4T2024	Variación	%
Ingresos Financieros	59.534	33.154	26.380	79,6%	37.312	7.655	29.657	387,4%
Gastos Financieros	(93.984)	(54.865)	(39.119)	71,3%	(44.907)	(15.410)	(29.497)	191,4%
Diferencias de Cambio	(451)	(2.403)	1.952	(81,2%)	914	(1.352)	2.266	(167,6%)
Resultados por Unidades de Reajuste	432	753	(321)	(42,6%)	489	(4)	493	(12267,4%)
Total Resultado Financiero	(34.469)	(23.360)	(11.108)	47,6%	(6.192)	(9.111)	2.919	(32,0%)
Resultado Antes de Impuesto	42.806	(35.580)	78.386	(220,3%)	20.153	(31.607)	51.760	(163,8%)
Impuesto sobre Sociedades	(4.530)	10.093	(14.624)	(144,9%)	(2.291)	6.609	(8.901)	(134,7%)
Resultado del Periodo	38.275	(25.487)	63.762	(250,2%)	17.862	(24.998)	42.860	(171,5%)
<i>Atribuible a los propietarios de la controladora</i>	<i>38.275</i>	<i>(25.487)</i>	<i>63.762</i>	<i>(250,2%)</i>	<i>17.862</i>	<i>(24.998)</i>	<i>42.860</i>	<i>(171,5%)</i>

Resultado Financiero

El resultado financiero al 31 de diciembre del 2025 alcanzó una pérdida de Ch\$ 34.469 millones, lo que representa un aumento de Ch\$ 11.108 millones con respecto a la pérdida de Ch\$ 23.360 millones obtenida en el 2024.

Estos resultados están explicados por:

- > **Mayores ingresos financieros por Ch\$ 26.380 millones**, que se explican principalmente por mayores ingresos financieros que se originaron por un ajuste metodológico de la Comisión Nacional de Energía (CNE), relacionado con el procedimiento de actualización financiera de cuentas por cobrar pendientes de facturación de ejercicios anteriores por Ch\$ 29.714 millones. Lo anterior compensado por menores intereses que genera la aplicación de la Ley de estabilización tarifaria por Ch\$ 2.075 millones y menores ingresos financieros por convenios, financiamiento e intereses por mora por Ch\$ 1.073 millones.

Durante el 4T de 2025, los ingresos financieros aumentaron en Ch\$ 29.657 millones respecto a igual trimestre del periodo anterior que se explican principalmente por mayores ingresos financieros por el ajuste metodológico de la CNE antes señalado por Ch\$ 29.714 millones y mayores ingresos financieros por convenios, financiamiento e intereses por mora por Ch\$ 1.243 millones. Lo anterior compensado por menores ingresos financieros producto la aplicación de la Ley de estabilización tarifaria por Ch\$ 1.300 millones.

- > *Mayores gastos financieros por Ch\$ 39.119 millones*, principalmente explicados por: (i) mayores gastos financieros que se originaron por la corrección de una inconsistencia metodológica de la CNE, relacionada con el procedimiento de actualización financiera de cuentas por cobrar pendientes de facturación provenientes de ejercicios anteriores por Ch\$ 29.714 millones, (ii) mayores gastos financieros por intereses provenientes de un crédito estructurado y Contratos de Caja Centralizada con Enel Chile S.A. por Ch\$ 3.210 millones; (iii) mayores intereses por reliquidaciones por compras de energía por Ch\$ 4.800 millones; (iv) mayores gastos financieros por operaciones de venta y cesión de derechos de cobro de cuentas comerciales por cobrar por Ch\$ 2.040 millones; (v) mayores costos financieros por acuerdos de optimización de calendario de pago con proveedores por Ch\$ 988 millones y (vi) mayores gastos y comisiones financieras Ch\$ 443 millones. Lo anterior compensado por menores gastos financieros producto de intereses que genera la aplicación de la Ley de estabilización tarifaria por Ch\$ 2.076 Millones.

Durante el 4T de 2025 los gastos financieros aumentaron en Ch\$ 29.497 millones respecto a igual trimestre del periodo anterior, explicados por mayores gastos financieros por cambio metodológico de la CNE Ch\$ 29.714 millones y mayores gastos financieros por operaciones de venta y cesión de derechos de cobro de cuentas comerciales por cobrar por Ch\$ 1.723 millones. Lo anterior compensado por menores gastos financieros por intereses provenientes de Contratos de Caja Centralizada con Enel Chile S.A. por Ch\$ 534 millones y menores gastos financieros producto de intereses que genera la aplicación de la Ley de estabilización tarifaria por Ch\$ 1.298 millones.

- > *Menor utilidad por unidades de reajuste por Ch\$ 321 millones*, explicados principalmente por mayor pérdida por reajustes sobre provisiones asociadas a juicios por Ch\$ 1.186 millones y mayor pérdida por reajuste sobre las cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar Ch\$ 293 millones, lo anterior compensado por una menor utilidad por reajustes por cuentas por cobrar por contratos leasing por Ch\$ 1.816 millones.

Durante el 4T de 2025, el resultado por unidades de reajustes tuvo una utilidad de Ch\$ 493 millones respecto a igual trimestre del periodo anterior, explicados principalmente por mayor utilidad por reajustes sobre cuentas por cobrar por contratos leasing por Ch\$ 1.119 millones. Lo anterior compensado por una mayor pérdida por reajuste sobre las cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar Ch\$ 456 millones y por una mayor pérdida por reajustes sobre provisiones asociadas a juicios por Ch\$ 170 millones.

- > *Menor pérdida por diferencias de cambio por Ch\$ 1.952 millones*, explicado principalmente por (i) una menor diferencia de cambio negativa generada por las cuentas comerciales por Ch\$ 5.249 millones, y (ii) por una menor diferencia de cambio negativa del efectivo y efectivo equivalente por Ch\$ 462 millones, lo anterior compensado por (iii) una mayor diferencia de cambio negativa generada por la liquidación de contratos forwards por Ch\$ 3.955 millones.

Durante el 4T de 2025 hubo una utilidad por diferencia de cambio por Ch\$ 2.266 millones respecto a igual trimestre del año anterior, explicado principalmente por una menor diferencia de cambio negativa generada por las cuentas comerciales por Ch\$ 2.079 millones y por una menor diferencia de cambio negativa generada por la liquidación de contratos forwards por Ch\$ 108 millones.

Impuesto sobre Sociedades:

El Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades ascendió a Ch\$ 4.530 millones (gasto) a diciembre 2025, lo que representa un mayor gasto por impuesto de Ch\$ 14.624 millones respecto del periodo anterior. Esta variación se explica principalmente por i) un mayor gasto por impuestos de Ch\$ 21.164 millones por mayores resultados de la compañía y ii) por un mayor gasto por impuesto de Ch\$ 1.456 millones por efectos de corrección monetaria. Esto se compensa con por un menor gasto por impuesto de Ch\$ 8.012 millones por menores multas SEC.

Con respecto al cuarto trimestre del 2025, el Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades ascendió a Ch\$ 2.291 millones (gasto) a diciembre 2025, lo que representa un mayor gasto por impuesto de Ch\$ 8.901 millones respecto del periodo anterior. Esta variación se explica principalmente por i) un mayor gasto por impuesto de Ch\$ 13.975 millones por mayores resultados de la compañía y por ii) un mayor gasto por impuesto de Ch\$ 1.450 millones por efectos de corrección monetaria. Esto se compensa con un menor gasto por impuesto de Ch\$ 6.794 millones por menores multas SEC.

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Los **Activos Totales de la Compañía al 31 de diciembre de 2025 aumentaron en Ch\$ 19.695 millones**, correspondiente a un 14,6%, comparado con el total de activos al 31 de diciembre 2024, principalmente explicado por lo siguiente:

ACTIVOS (en millones de Ch\$)	dic-25	dic-24	Variación	Var %
Activos Corrientes	767.328	669.751	97.578	14,6%
Activos No Corrientes	2.135.742	2.213.625	(77.882)	(3,5%)
Total Activos	2.903.070	2.883.375	19.695	0,7%

Los **Activos Corrientes presentaron un aumento de Ch\$ 97.578 millones** respecto del saldo al 31 de diciembre de 2024 y las variaciones de los principales rubros se resumen como sigue:

- **Disminución del Efectivo y efectivo equivalente por Ch\$ 148 millones**, que se explica principalmente por un menor saldo en bancos.
- **Aumento de otros activos no financieros corrientes en Ch\$ 342 millones**, que se explica principalmente por un aumento de otros deudores.
- **Aumento de Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes por Ch\$ 95.828 millones**, explicado principalmente por (i) mayores provisiones de tarifas pendientes de facturación a clientes por Ch\$ 22.887 millones, por (ii) un efecto neto en el PEC por la Ley de estabilización tarifaria de Ch\$ 51.943, correspondiente a un traspaso desde el largo plazo del PEC por Ch\$ 167.746 millones, compensado con cobros del PEC por Ch\$ 115.803 millones, por (iii) una mayor deuda comercial por Ch\$ 16.753 millones, por (iv) una mayor provisión de seguros por recuperar por Ch\$ 15.501 millones, por (v) aumento Crédito Ley de Servicios Básicos por Ch\$ 7.506 millones, y por (vi) aumento en otras cuenta por cobrar por Ch\$ 3.778 millones, lo anterior compensado por i) mayor estimación de incobrables por Ch\$ 21.040 millones, por ii) menores deudores por leasing por Ch\$ 1.199 millones, por iii) menores anticipos a proveedores por Ch\$ 508 millones, y por iv) menores cuentas por cobrar al personal por Ch\$ 204 millones.
- **Aumento de Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes por Ch\$ 1.712 millones**, que se explica principalmente por (i) aumento de cuentas por cobrar por peajes a Enel Generación Chile S.A. por Ch\$ 1.820 millones y (ii) una disminución de otros servicios de Enel Brasil S.A. por Ch\$ 83 millones.

- **Disminución de Inventarios por Ch\$ 893 millones**, explicado por menores existencias destinadas para inversión y mantenimiento.
- **Aumento de Activos por Impuestos Diferidos Ch\$ 680 millones**, que corresponde a (i) un incremento en crédito por utilidades absorbidas Ch\$ 678 millones, (ii) y un aumento en créditos por gasto de capacitación por Ch\$ 2 millones.

Los **Activos No Corrientes disminuyeron en Ch\$ 77.882 millones** respecto del saldo al 31 de diciembre de 2024, alcanzando los Ch\$ 2.135.742 millones al 31 de diciembre de 2025. Las variaciones de los principales rubros se describen como sigue:

- **Disminución de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar no corrientes en Ch\$ 166.398 millones**, explicado principalmente por (i) un traspaso al corto plazo del PEC por Ch\$ 167.746 millones (ii) una disminución en los deudores por Leasing por Ch\$ 7.944 millones, (iii) traspaso al corto plazo deuda convenios por Ch\$ 6.975 millones (iv) menores cuentas por cobrar al personal por Ch\$ 1.210 millones, y (v) una disminución en la estimación de deudores incobrables por Ch\$ 463 millones; lo anterior compensado con (vi) un aumento en el Precio de Estabilización a Clientes (PEC) según la Ley de estabilización tarifaria, por Ch\$ 17.940 millones.
- **Aumento neto de Propiedades, planta y equipo por Ch\$ 90.262 millones**, que corresponde a nuevas inversiones del período por Ch\$ 132.611 millones, y por la mayor depreciación del período por Ch\$ 42.349 millones.
- **Disminución neta de Intangibles distintos a la plusvalía por Ch\$ 3.951 millones**, que corresponde a la mayor amortización del período por Ch\$ 17.892 millones, compensado por un incremento de inversiones del período por Ch\$ 13.941 millones.
- **Aumento de Activos por derecho de uso por Ch\$ 6.137 millones**, que corresponde mayores activaciones por arriendos de leasing por la aplicación de la norma contable IFRS 16.
- **Disminución de Activos por Impuestos Diferidos Ch\$ 4.342 millones**, que corresponde a (i) la disminución de impuesto diferido por otras provisiones por Ch\$ 5.151 millones, a (ii) una disminución de provisiones por contingencias civiles Ch\$ 5.112 millones, compensado por (iii) el incremento de impuestos diferidos por la provisión de cuentas incobrables por Ch\$ 5.921 millones.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL DISTRIBUCION CHILE

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025



Los **Pasivos Totales** de la Compañía al 31 de diciembre de 2025, incluido el Patrimonio, aumentaron en **Ch\$ 19.695 millones** comparado con el total de pasivos al 31 de diciembre de 2024, principalmente como consecuencia de:

PASIVOS Y PATRIMONIO (en millones de Ch\$)	dic-25	dic-24	Variación	Var %
Pasivos Corrientes	838.013	775.650	62.363	8,0%
Pasivos No corrientes	1.367.927	1.436.878	(68.951)	(4,8%)
Patrimonio Total	697.131	670.847	26.283	3,9%
<i>Atribuible a los propietarios de la controladora</i>	697.131	670.847	26.283	3,9%
<i>Participaciones no controladoras</i>	-	-	-	0,0%
Total Patrimonio y Pasivos	2.903.070	2.883.375	19.695	0,7%

Los **Pasivos Corrientes** presentan un aumento de **Ch\$ 62.363 millones**, que se compone de las variaciones de los principales rubros que lo conforman, las cuales se explican a continuación:

- **Aumento de Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes por Ch\$79.098**, que se explica principalmente por i) un traspaso desde el largo plazo por la Ley N°21.185 PEC 1 por Ch\$ 89.595 millones, por ii) mayores cuentas por pagar a acreedores por compra de energía por Ch\$ 35.494 millones, lo anterior compensado por iii) menores cuentas por pagar por bienes y servicios por Ch\$ 44.646 millones, y iv) menores cuentas por pagar al personal por Ch\$ 1.345 millones.
- **Disminución de Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes por Ch\$ 7.053 millones**, que se explica principalmente por menores obligaciones por contrato de caja centralizada con Enel Chile S.A. por Ch\$ 15.412 millones, una disminución de los préstamos por pagar con Enel Chile por Ch\$ 710, menores obligaciones por compra de energía a Enel Generación Chile S.A. por Ch\$ 5.262 millones, menores obligaciones por compra de energía a Enel Green Power Chile S.A. por Ch\$ 1.190 millones, todo esto compensado por un incremento en dividendos por pagar a Enel Chile por Ch\$ 11.378 y un incremento en otros servicios por Ch\$ 4.143 millones.
- **Disminución de Otras provisiones corrientes por Ch\$ 17.059 millones**, que se explica por pago de acuerdo Procedimiento Voluntario Colectivo SERNAC.
- **Aumento de Otros pasivos no financieros corrientes por Ch\$ 3.150 millones**, se explica por mayores obligaciones de impuestos por Ch\$ 4.254 millones y por mayores obligaciones por IVA débito fiscal y otros impuestos por Ch\$ 1.104 millones.

Los **Pasivos No Corrientes** presentan una disminución de Ch\$ 68.951 millones al 31 de diciembre de 2025, y se explica principalmente como sigue:

- **Disminución de otras cuentas por pagar no corrientes por Ch\$ 71.655 millones**, explicado por un traspaso al corto plazo por la Ley N°21.185 PEC 1 por Ch\$ 89.595 millones compensado con mayores provisiones por compra de energía y potencia asociado al mecanismo de estabilización de precios Ley N°21.667 y N°21.472 PEC 3 por Ch\$ 17.940 millones.
- **Aumento de Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes por Ch\$ 849 millones**, que corresponde a i) la disminución de cuentas por pagar por compra de energía con Enel Generación Chile S.A. por Ch\$ 76.994 millones, ii) la disminución en la cuenta por pagar por compra de energía con Enel Green Power Chile S.A. por Ch\$ 1.157 millones, todo lo anterior compensado por iii) el incremento en la cuenta por pagar por amortización de créditos estructurados con Enel Chile S.A. y asignación a Contrato de Caja Centralizada de largo plazo por mejores condiciones financieras por Ch\$ 79.000 millones.
- **Aumento de otras provisiones no corrientes por Ch\$ 459 millones**, se explica principalmente por mayor provisión de multas SEC.
- **Disminución de provisiones por beneficios a los empleados no corrientes por Ch\$ 2.374 millones**, se explica principalmente por pagos de indemnización por años de servicio por salidas de personal, producto plan de salida anticipada.

El **Patrimonio Total** ascendió a **Ch\$ 697.131 millones al 31 de diciembre 2025**

- **El patrimonio neto aumento en Ch\$ 26.283 millones respecto de diciembre de 2024** y se explica por un incremento de ganancias acumuladas del período.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL DISTRIBUCION CHILE

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025



Evolución de los principales indicadores financieros

INDICADOR FINANCIERO		UNIDAD	dic-25	dic-24	Variación	Variación %
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	0,92	0,86	0,06	6,5%
	Razón Ácida (2)	Veces	0,91	0,86	0,05	5,9%
	Capital de Trabajo	MMCh\$	(70.685)	(105.899)	35.214	(33,3%)
Endeudamiento	Razón de endeudamiento (3)	Veces	3,16	3,30	(0,14)	(4,2%)
	Deuda Corto Plazo (4)	%	38,0%	35,0%	3,0%	8,6%
	Deuda Largo Plazo (5)	%	62,0%	65,0%	(3,0%)	(4,6%)
	Cobertura Costos Financieros (6)	Veces	1,91	1,07	0,84	78,5%
Rentabilidad	Resultado explotación/Ingreso explotación	%	4,6%	(0,7%)	5,3%	751,1%
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE) (7)	%	11,4%	(3,7%)	15,1%	407,3%
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA) (8)	%	2,7%	(1,0%)	3,69%	368,8%

(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 período atribuible a los propietarios de la controladora por 12 meses móviles al 31 de diciembre y

(ii) el promedio entre el patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora al inicio del período y al fin del período

(8) Corresponde a la razón entre (i) resultado total del período por 12 meses móviles al 31 de diciembre y (ii)

el promedio del total de activos al inicio del período y al fin del período.

- > **La liquidez corriente** al 31 de diciembre de 2025 alcanzó 0,92 veces, presentando un aumento de 6,5% respecto a diciembre de 2024, lo cual está explicado fundamentalmente por mayores cuentas por cobrar comerciales en comparación al aumento de las cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes.
- > **La razón ácida** al 31 de diciembre de 2025 alcanzó 0,91 veces, presentando un aumento de 5,9% con respecto al 31 de diciembre de 2024, aumento que está explicado fundamentalmente por mayores cuentas por cobrar comerciales en comparación al aumento de las cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes.
- > **El capital de trabajo** negativo al 31 de diciembre de 2025 fue de menos Ch\$ 70.685 millones, presentando una variación positiva de Ch\$ 35.214 millones respecto a diciembre de 2024, explicado fundamentalmente por mayores cuentas por cobrar comerciales por Ch\$ 95.828 millones en comparación al aumento de las cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes por Ch\$ 79.098 millones.
- > **La razón de endeudamiento** se sitúa en 3,16 veces, lo que indica que Enel Distribución Chile S.A. tiene un grado de compromiso de su patrimonio de 3,16 veces para el período terminado al 31 de diciembre de 2025, versus el 3,30 veces al 31 de diciembre de 2024, explicado principalmente por el aumento del patrimonio de compañía.

- > **La cobertura de costos financieros** a diciembre de 2025 fue de 1,91 veces, lo que indica la capacidad de cubrir los gastos financieros con el EBITDA. Este indicador respecto de diciembre de 2024 muestra una mejora de 78,5%, explicada fundamentalmente por un mayor EBITDA a diciembre de 2025.
- > **El índice de rentabilidad** medido en términos del resultado de explotación sobre los ingresos de explotación aumenta un 751,1% respecto a igual período del año anterior, explicado principalmente por un mayor resultado de explotación (EBIT).
- > **La rentabilidad del patrimonio** de los propietarios de la controladora fue de un 11,4% por el período terminado al 31 de diciembre de 2025, lo que representa un aumento de un 407,3% respecto del año anterior.
- > **La rentabilidad de los activos** fue de un 2,7% por el período terminado al 31 de diciembre de 2025, lo que representa un aumento de 368,8% respecto del periodo anterior fundamentalmente por mayores resultados a diciembre de 2025.

3. PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO

El Grupo Enel Distribución Chile generó un flujo de efectivo neto negativo de Ch\$ 149 millones por el período terminado al 31 de diciembre de 2025, lo que representa una variación negativa de Ch\$ 367 millones con respecto a diciembre de 2024. Las principales variables por flujos de actividades de la operación, inversión y financiamiento, que explican esta reducción en los flujos de efectivo, se describen a continuación:

FLUJOS DE EFECTIVO (en millones de Ch\$)	dic-25	dic-24	Variación	Var %
Flujo de Operación	104.639	58.551	46.088	78,7%
Flujo de Inversión	(126.614)	(68.768)	(57.846)	84,1%
Flujo de Financiamiento	21.826	10.435	11.391	109,2%
Flujo neto del período	(149)	218	(367)	(168,4%)

Los flujos de efectivo netos procedentes de **actividades de la operación** presentan un monto positivo por Ch\$ 104.639 millones, por el periodo de doce meses terminados al 31 de diciembre de 2025, estos flujos de efectivo están compuestos por (i) cobros por venta de bienes y prestación de servicios por Ch\$ 2.884.591 millones, representados principalmente por ventas de energía, (ii) cobros derivados de arrendamiento y posterior venta de esos activos por Ch\$ 15.363 millones, y por (iii) otros cobros por actividades de la operación por

Ch\$ 3.163 millones, compensado por i) pagos a proveedores por suministro de bienes y servicios, representado principalmente por compras de energía a empresas generadoras por Ch\$ 2.734.894 millones, por ii) pagos a y por cuenta de los empleados por Ch\$ 25.069 millones, por iii) otros pagos por actividades de la operación por Ch\$ 35.135 millones, y por iv) otras salidas de efectivo por Ch\$ 3.574 millones.

La mayor entrada de caja por Ch\$ 46.088 millones en el flujo de operación respecto a diciembre de 2024, se debe en gran medida a mayores cobros por venta de bienes y prestación de servicios.

Los flujos de efectivo netos utilizados en *actividades de inversión* presentan un monto negativo de Ch\$ 126.614 millones, en el periodo de doce meses terminados el 31 de diciembre de 2025. Estos flujos de efectivo están compuestos principalmente por (i) incorporaciones de propiedades, planta y equipo por Ch\$ 118.492 millones, y por (ii) compra de activos intangibles por Ch\$ 8.122 millones.

La mayor salida de caja por Ch\$ 57.846 millones en el flujo de inversión, respecto a diciembre 2024, se explica fundamentalmente por una mayor salida de flujos por incorporaciones de propiedades, planta y equipo.

Los flujos de efectivo netos procedentes de *actividades de financiación* presentan un monto positivo de Ch\$ 21.826 millones, en el periodo de doce meses terminados al 31 de diciembre de 2025, este flujo está originado principalmente por fondos recibidos mediante el Contrato de Caja Centralizada con Enel Chile S.A. por Ch\$ 1.542.759 millones, compensado por (i) fondos invertidos mediante el Contrato de Caja Centralizada con Enel Chile S.A. por Ch\$ 1.479.172 millones, (ii) intereses pagados a entidades relacionadas por Ch\$ 36.875 millones y (iii) pagos de pasivos por arrendamientos de Ch\$ 4.886 millones.

La mayor entrada de caja por Ch\$ 11.391 millones en el flujo de financiamiento, respecto a diciembre 2024, se explica fundamentalmente por mayor entrada de flujos de efectivo por prestamos de entidades relacionadas.

A continuación, se presentan los **Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Planta y Equipo y su depreciación**, para los periodos terminados al 31 de diciembre de 2025 y 2024:

Información Propiedades, Planta y Equipo (en millones de Ch\$)				
SEGMENTO DE NEGOCIO	Desembolsos por incorporación de Propiedades, Planta y Equipo		Depreciación	
	dic-25	dic-24	dic-25	dic-24
Enel Distribución Chile	109.293	70.329	41.998	39.320
Enel Colina S.A	1.803	809	809	411
Total Consolidado Grupo ENEL DISTRIBUCION CHILE	111.096	71.138	42.807	39.731

Los principales desembolsos ascendieron a Ch\$ 111.096 millones, corresponden fundamentalmente a inversiones en las redes para optimizar su funcionamiento, con el fin de mejorar la eficiencia y calidad de nivel de servicio.

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

POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGOS

Las empresas del Grupo Enel Distribución 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 Distribución 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 Distribución 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 Distribución Chile, observando y aplicando las exigencias locales en términos de cultura de riesgos.

La Compañía busca protección para todos los riesgos que pueden afectar el logro de los objetivos del negocio. Se cuenta con una taxonomía de riesgos para todo el Grupo Enel, que considera 6 macro-categorías de riesgos: financieros; estratégicos; gobernanza y cultura; tecnología digital; compliance; y operacional; y 38 sub-categorías de riesgos para identificar, analizar, evaluar, tratar, monitorear y comunicar sus riesgos.

El sistema de gestión de riesgos del Grupo Enel considera tres líneas de acción (defensa) para obtener una gestión eficaz y eficiente de los riesgos y controles. Cada una de estas tres “líneas” juega un papel distinto dentro de la estructura de gobierno más amplia de la organización (Áreas de Negocio actuando como la primera línea; Control de Riesgos y Unidades de Compliance actuando como segunda línea; y Auditoría Interna como tercera línea de defensa). Cada línea de defensa tiene la obligación de informar y mantener actualizada a la alta gerencia y a los directores sobre la gestión de riesgos, siendo que la Alta Administración es informada por la primera y segunda línea de defensa y el Directorio de Enel Distribución Chile, a su vez, por la segunda y tercera línea de defensa.

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

Riesgo de tasa de interés

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

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

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

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

	31.12.2025	31.12.2024
Tasa de interés fija	20%	48%

Al 31 de diciembre de 2025, si las tasas de interés de los préstamos con empresas relacionadas denominados en pesos chilenos hubieran sido 50 puntos básicos más bajas, manteniendo todas las demás variables constantes, la utilidad después de impuestos para el período habría sido de M\$39.958.108, principalmente como resultado de un menor gasto por intereses por préstamos con empresas relacionadas. Al contrario, si las tasas de interés de los préstamos con empresas relacionadas denominados en pesos chilenos hubieran sido 50 puntos básicos más altas, manteniendo todas las demás variables constantes, la utilidad después de impuestos para el período habría sido de M\$36.592.628, principalmente como resultado de un menor/mayor gasto por intereses por préstamos con empresas relacionadas por M\$1.682.740.

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

Riesgo de tipo de cambio

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

Pagos por realizar en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos, por ejemplo, adquisición de materiales asociados a proyectos, pagos de pólizas de seguros corporativos, entre otros.

Con el objetivo de minimizar el riesgo de tipo de cambio, la política de cobertura de tipo de cambio de Enel Distribución Chile contempla mantener un equilibrio entre los flujos indexados a monedas locales o US\$, si las hubiere, y los niveles de activos y pasivos en dicha moneda. 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 forwards de tipo de cambio.

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

Riesgo de liquidez

Enel Distribución Chile puede mantener una liquidez adecuada a través de la contratación de facilidades crediticias 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.

A pesar del capital de trabajo negativo existente al cierre del ejercicio 2025, la Compañía es capaz de responder a esta situación y mitigar el riesgo con la política y acciones aquí descritas.

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras ver nota 9.1.d.

El riesgo de liquidez se considera bajo, debido a la política de caja centralizada con Enel Chile, evidenciada con contratos de caja centralizada que garantizan que, en caso de eventuales déficit, estos sean cubiertos a través de la aplicación de estos contratos, o en la medida que exista un excedente de caja, ésta puede ser invertido a través de este mismo contrato.

Al 31 de diciembre de 2025, Enel Distribución Chile presenta una liquidez de M\$ 2.549.118 en efectivo y otros medios equivalentes. Al 31 de diciembre de 2024, Enel Distribución Chile tenía una liquidez de M\$ 2.697.596, en efectivo y otros medios equivalentes.

Riesgo de crédito

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).

Medición del riesgo

Enel Distribución Chile hace seguimiento de sus derivados y de posiciones de deuda, si las hubiere, con el objetivo de monitorear el riesgo asumido por la Compañía, acotando así la volatilidad del estado de resultados.

La exposición asociada a la variación de tasas de interés es medida como la sensibilidad del gasto financiero. El análisis de sensibilidad realizado sobre el gasto financiero muestra que, como Enel Distribución Chile tiene el 20% de su deuda en tasa fija, las variaciones en las tasas de interés no generarían efectos relevantes, considerando que el nocional de la deuda con terceros a tasa variable es de M\$ 8.289,9, lo cual no es material para la compañía. En relación

con los instrumentos de leasing denominados en Unidades de Fomento (UF), estos se clasifican como de tasa variable, dado que su valor está indexado a la evolución de la inflación. No obstante, dichos instrumentos no presentan sensibilidad frente a variaciones en tasas de interés de mercado (por ejemplo, la TAB real). En consecuencia, no se incluyen en el análisis de sensibilidad presentado en esta nota.

III. VALOR LIBRO Y VALOR ECONOMICO DE LOS ACTIVOS

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

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

La plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio) generada en la consolidación representa el exceso del costo de adquisición sobre la participación del Grupo en el valor razonable de los activos y pasivos, incluyendo los pasivos contingentes y la participación no controladora identificables de una sociedad subsidiaria en la fecha de adquisición. La plusvalía no se amortiza, sino que al cierre de cada ejercicio contable se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al oportuno ajuste por deterioro (Ver Nota N°3.b de los Estados Financieros Consolidados).

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

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

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL DISTRIBUCION CHILE

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025



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 a las Normas Internacionales de Información Financiera, cuyos criterios se encuentran expuestos en las Notas N°2 y N°3 de los Estados Financieros Consolidados.