ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DE ENEL CHILE AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2026

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

RESUMEN EJECUTIVO

- **El resultado neto atribuible a los accionistas de Enel Chile S.A. alcanzó una utilidad de US$ 390 millones a septiembre de 2026, equivalente a un incremento de 10,7% respecto a septiembre de 2025, explicado principalmente por una mejora operacional registrada durante el período. A nivel trimestral, el resultado neto registró una utilidad de US$ 118 millones durante el 3T 2026, equivalente a un aumento de US$ 11 millones respecto al 3T 2025, debido en parte a un menor gasto a nivel de resultado financiero.**

- **Los ingresos operacionales alcanzaron un total de US$ 3.480 millones a septiembre de 2026, similar al nivel registrado a septiembre de 2025. Durante el 3T 2026, los ingresos operacionales crecieron un 0,9% al totalizar US$ 1.212 millones debido básicamente a mayores ventas de energía en el Segmento de Distribución y Redes.**

- **Los costos de aprovisionamientos y servicios registraron un valor de US$ 2.146 millones a septiembre de 2026, equivalente a una reducción de 0,2% respecto a igual período del año anterior, explicada en gran medida por un menor costo por consumo de combustible en el Segmento de Generación y menores costos por otros aprovisionamientos variables y servicios en los Segmentos de Generación y de Distribución y Redes. Durante el 3T 2026, los costos de aprovisionamientos y servicios registraron un alza de 3,4% al alcanzar los US$ 768 millones, producto principalmente de mayores costos por compras de energía en ambos Segmentos.**

- **Como consecuencia de los factores descritos, el EBITDA de la Compañía aumentó un 1,7% al alcanzar un valor de US$ 1.021 millones a septiembre de 2026. Durante el 3T 2026, el EBITDA registró un total de US$ 336 millones, mostrando una disminución de 2,6% respecto al 3T 2025.**

- **El resultado financiero pasó de un gasto por US$ 157 millones a septiembre de 2025 a un gasto por US$ 179 millones a septiembre de 2026, explicado fundamentalmente por una mayor pérdida generada por diferencias de cambio y un menor ingreso financiero. Durante el 3T 2026, el resultado financiero registró un menor gasto por US$ 15 millones respecto al 3T 2025, al alcanzar un total de US$ 58 millones producto principalmente de una ganancia generada por diferencias de cambio.**

- **El 17 de agosto de 2026, Enel Chile, a través de su filial Enel Green Power Chile, inició la construcción del sistema de almacenamiento de energía en baterías Finis Terrae BESS, en la Región de Antofagasta, proyecto que se integra al parque fotovoltaico en operación Finis Terrae. El sistema contará con una potencia de 100 MW y una capacidad de almacenamiento de 168 MWh.**

RESUMEN POR NEGOCIO

Generación

- La generación de energía neta aumentó un 0,6% al totalizar 16.966 GWh a septiembre de 2026 (+101 GWh), debido principalmente a un mayor despacho solar y una mayor producción hidroeléctrica registrada durante el 3T 2026. Durante este último trimestre, la generación neta se incrementó un 12,5% (+677 GWh) al llegar a 6.069 GWh, reflejando en gran medida la mejor hidrología respecto al 3T 2025.

- Las ventas físicas de energía se redujeron un 0,1% respecto a septiembre de 2025, al alcanzar 23.974 GWh (-17 GWh) a septiembre de 2026, explicado fundamentalmente por menores ventas a clientes libres compensadas en gran parte por mayores ventas en el mercado spot y a clientes regulados. Sin embargo, durante el 3T 2026, las ventas físicas aumentaron un 3,2% (+256 GWh) al totalizar 8.352 GWh, producto principalmente de mayores ventas en el mercado spot.

- Los ingresos operacionales totalizaron US$ 2.413 millones a septiembre de 2026, equivalente a una baja de 1,8% respecto a septiembre de 2025 explicada esencialmente por una menor comercialización de gas y menores ingresos por venta de energía. Análogamente, durante el 3T 2026, los ingresos operacionales disminuyeron un 4,2% con relación al 3T 2025 al alcanzar los US$ 817 millones debido principalmente a la menor comercialización de gas y menores otros ingresos producto de seguros recuperados en el 3T 2025.

- Los costos de aprovisionamientos y servicios registraron un total de US$ 1.332 millones a septiembre de 2026, equivalente a una reducción de 3,0% respecto a septiembre de 2025, debido en gran medida a un menor costo por consumo de combustible y menores gastos de transporte. Misma tendencia registraron los costos de aprovisionamientos y servicios durante el 3T 2026, con una reducción de 1,6% al totalizar US$ 464 millones, debido en gran medida por las mismas razones antes indicadas.

- Como consecuencia de los factores descritos, el EBITDA del Segmento de Generación se incrementó un 1,1% respecto a septiembre de 2025 al registrar un valor total de US$ 903 millones a septiembre de 2026. A nivel trimestral, el EBITDA totalizó US$ 292 millones en el 3T 2026, con una disminución de 7,8% respecto al 3T 2025.

	Acumulado			Trimestral		
Información Física	**sept-26**	**sept-25**	**Var %**	**3T2026**	**3T2025**	**Var %**
Total Ventas (GWh)	23.974	23.991	(0,1%)	8.352	8.096	3,2%
Total Generación (GWh)	16.966	16.866	0,6%	6.069	5.392	12,6%

Distribución y Redes

- Las ventas físicas aumentaron un 1,0% (+106 GWh), al pasar de 10.968 GWh a 11.074 GWh a septiembre de 2026. Misma tendencia se registró durante el 3T 2026 con ventas físicas que totalizaron 3.812 GWh equivalente a un alza de 2,2% (+80 GWh) respecto al 3T 2025, básicamente a nivel de clientes residenciales y peajes.

- El número de clientes creció un 1,5% al cierre de septiembre de 2026 al alcanzar un total de 2.216.233 usuarios finales, especialmente en el segmento residencial. Por otro lado, las pérdidas de energía se mantuvieron en un 6,4% al cierre de septiembre de 2026 respecto al mismo mes del año anterior.

- Los ingresos operacionales aumentaron 4,3% respecto a septiembre de 2025 al registrar un valor de US$ 1.394 millones debido principalmente a mayores ventas de energía y otras prestaciones de servicios. Misma tendencia se registró durante el 3T 2026, con ingresos operacionales que totalizaron US$ 501 millones, un 7,9% sobre el nivel mostrado en el 3T 2025 como resultado de mayores ventas de energía y otras prestaciones de servicios.

- Los costos de aprovisionamiento y servicios totalizaron US$ 1.157 millones a septiembre de 2026, equivalente a un 4,3% de alza con relación a septiembre de 2025, explicada principalmente por mayores compras de energía y gastos de transporte. Análogamente, durante el 3T 2026, los costos de aprovisionamiento y servicios alcanzaron los US$ 416 millones, equivalente a un aumento de 6,5% respecto al 3T 2025 debido en gran parte a las mayores compras de energía.

- Dado lo descrito anteriormente, el EBITDA del Segmento de Distribución y Redes alcanzó un valor de US$ 127 millones a septiembre de 2026, 1,3% sobre el nivel registrado a septiembre de 2025. El EBITDA presentó similar tendencia en el 3T 2026 llegando a un total de US$ 47 millones, equivalente a US$ 14 millones sobre el nivel obtenido en el 3T 2025.

	Acumulado			Trimestral		
Información Física	**sept-26**	**sept-25**	**Var %**	**3T2026**	**3T2025**	**Var %**
Total Ventas (GWh)	11.074	10.968	1,0%	3.812	3.732	2,2%
Clientes	2.216.233	2.183.664	1,5%	2.216.233	2.183.664	1,5%

Redondeo

Las cifras de este reporte están expresadas en millones de dólares estadounidenses, y para facilitar su presentación han sido redondeadas. Por esta razón, es posible que al sumar las cifras contenidas en las tablas el resultado no sea exactamente igual al total de la tabla.

RESUMEN FINANCIERO – ENEL CHILE

La deuda financiera bruta de la Compañía disminuyó en US$ 46 millones con respecto a diciembre de 2025, totalizando US$ 3.795 millones a septiembre de 2026. Esta variación se explica por los siguientes movimientos:

- La amortización de una cuota en junio de 2026 de un préstamo de Enel Finance International con Enel Chile por un total de US$ 81 millones.
- El giro de la línea de crédito comprometida de Enel Chile con DNB/Citibank por un total de US$ 40 millones.
- La amortización de los bonos H y M de Enel Generación Chile por US$ 22 millones.
- La amortización de la primera cuota en junio de 2026 de un préstamo de Citibank con Enel Chile por un total de US$ 12 millones.
- Un aumento de US$ 29 millones por concepto de pasivos por arrendamiento (NIIF 16).

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

- Efectivo y equivalentes al efectivo : US$ 371 millones
- Líneas de crédito comprometidas disponibles : US$ 650 millones

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

Cobertura y protección:

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

La política de cobertura de riesgo de tipo de cambio de Enel Chile establece que debe existir un equilibrio en el largo plazo entre la moneda de indexación de los flujos que genera cada compañía y la moneda en que se endeudan. Por lo anterior, a la fecha, el Grupo Enel Chile cuenta con contratos cross currency swaps por un valor de US$ 148 millones y forwards por US$ 210 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$ 274 millones.

INFORMACIÓN RELEVANTE PARA EL ANÁLISIS DE LOS PRESENTES ESTADOS FINANCIEROS

Cambios Regulatorios:

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

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

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

- El día 2 de agosto de 2022 fue publicada la Ley N°21.472, que creó un *Fondo de Estabilización de Tarifas y establece un Nuevo Mecanismo de Estabilización Transitorio de Precios de la Electricidad para Clientes Sometidos a Regulación de Precios*. Esta Ley establece un Mecanismo de Protección al Cliente (MPC) que tendrá por objeto pagar las diferencias que se produzcan entre los precios de los respectivos contratos de suministro regulado y la tarifa estabilizada. El objetivo es impedir el alza en las cuentas de energía eléctrica en el año 2022 y permitir alzas graduales durante la próxima década. Las diferencias que serán cubiertas por un fondo transitorio de 1.800 MMUSD, mediante un nuevo instrumento denominado Documento de Pago, emitido en forma mensual por la Tesorería General de la República a las empresas de generación de energía eléctrica, en dólares estadounidenses, reajustable, 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 a US$ 5.500 millones, de los cuales US$ 3.700 millones adicionales contarán con un 30% de garantía fiscal. Estos saldos deberán ser restituidos a más tardar al 31 de diciembre de 2035.

- Se protegerá a los usuarios más vulnerables a través de la creación de un subsidio eléctrico.

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

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

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

Esta inconsistencia fue corregida en el Informe Técnico Definitivo de Precio Nudo Promedio de noviembre de 2025 (ITD de noviembre 2025), correspondiente al primer semestre de 2026, que estableció el pago del total de la diferencia determinada en 6 cuotas iguales durante este período tarifario. El ITD de noviembre 2025, fue publicado en el Decreto Supremo N°24T, de enero 2026. Para el caso del Grupo Enel Chile, el importe total de la diferencia ascendió a ~US$ 42 millones, importe que fue provisionado al cierre de 2025.

Cambio de moneda funcional y de moneda de presentación:

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

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

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

El cambio en la moneda de presentación en Enel Chile fue contabilizado como un cambio en política contable y aplicado retrospectivamente, como si la nueva moneda de presentación hubiese sido siempre la moneda de presentación de los estados financieros consolidados. Para mayor información, dirigirse a la nota N°3 de los Estados Financieros Consolidados de Enel Chile al 30 de septiembre de 2026.

MERCADO EN QUE PARTICIPA ENEL CHILE S.A.

Segmento de Generación

El negocio de generación, desarrollado a través de nuestras subsidiarias Enel Generación Chile y Enel Green Power Chile (en adelante EGP Chile), cuenta con una potencia neta total de 8.884 MW al 30 de septiembre de 2026. Los activos de generación se encuentran diversificados, con foco en energías renovables, las cuales representan un 78%[1] de la potencia neta de Enel Chile. Es así como 3.666 MW corresponden a unidades de generación hidroeléctricas, 1.945 MW a centrales térmicas que operan con gas o petróleo, 2.084 MW a plantas solares, 903 MW a unidades de generación eólica, 83 MW a capacidad geotérmica y 203 MW a sistemas de almacenamiento de energía (BESS).

A continuación, el cuadro resume la información física de nuestro Segmento de Generación al 30 de septiembre de 2026 y 2025:

	Ventas de Energía (GWh)						Participación de mercado (%)	
	Acumulado			Trimestral				
Mercados en que participa	sept-26	sept-25	Var %	3T2026	3T2025	Var %	sept-26	sept-25
Sistema Eléctrico Nacional (SEN)	23.974	23.991	(0,1%)	8.352	8.096	3,2%	39,9%	40,0%

[1] Corresponde a Renovables + BESS (Battery Energy Storage System).

Segmento de Distribución y Redes

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

Enel Distribución Chile es una de las compañías de distribución eléctrica más grandes 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 30 de septiembre de 2026 y 2025:

	Ventas de Energía (GWh)							
	Acumulado			Trimestral			Pérdidas de energía (%)	
Información Física	sept-26	sept-25	Var %	3T2026	3T2025	Var %	sept-26	sept-25
Negocio de Distribución y Redes	11.074	10.968	1,0%	3.812	3.732	2,2%	6,4	6,4

Otra Información	sept-26	sept-25	Var %
Número de Clientes	2.216.233	2.183.664	1,5%
Clientes/Empleados	3.943	4.051	(2,7%)

El siguiente cuadro muestra los ingresos por ventas de energía por segmento de negocio y tipo de clientes, en términos acumulados y trimestrales al 30 de septiembre de 2026 y 2025:

INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA (en millones de US$)	Cifras Acumuladas					
	Total Segmentos		Estructura y Ajustes		Total General	
	sept-26	sept.-25	sept-26	sept.-25	sept-26	sept.-25
Generación	2.077	2.157	(346)	(345)	1.731	1.812
Clientes Regulados	843	807	(343)	(341)	500	466
Clientes no Regulados	1.171	1.099	-	-	1.171	1.099
Ventas de Mercado Spot	63	251	(3)	(4)	60	247
Distribución y Redes	1.328	1.280	(19)	(16)	1.309	1.264
Residenciales	761	697	-	-	761	697
Comerciales	350	348	-	-	350	348
Industriales	89	93	-	-	89	93
Otros Consumidores	128	142	(19)	(16)	109	126
Eliminación intercompañías de distinta Línea de negocio	(365)	(361)	-	-	-	-
Ingresos por Ventas de Energía	3.040	3.076	(365)	(361)	3.040	3.076
Variación en millones de US$ y %	(36)	(1,2%)	-	-	(36)	(1,2%)

INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA (en millones de US$)	Cifras Trimestrales					
	Total Segmentos		Estructura y Ajustes		Total General	
	3T2026	3T2025	3T2026	3T2025	3T2026	3T2025
Generación	734	735	(114)	(131)	620	604
Clientes Regulados	301	285	(112)	(127)	189	158
Clientes no Regulados	436	354	-	-	436	354
Ventas de Mercado Spot	(3)	96	(2)	(4)	(5)	92
Distribución y Redes	478	451	(6)	(6)	472	445
Residenciales	306	257	-	-	306	257
Comerciales	110	111	-	-	110	111
Industriales	28	30	-	-	28	30
Otros Consumidores	34	53	(6)	(6)	28	47
Eliminación intercompañías de distinta Línea de negocio	(120)	(137)	-	-	-	-
Ingresos por Ventas de Energía	1.092	1.049	(120)	(137)	1.092	1.049
Variación en millones de US$ y %	43	4,1%	-	-	43	4,1%

I. ANÁLISIS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

1. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

Al 30 de septiembre de 2026, el resultado neto atribuible a los accionistas de Enel Chile alcanzó una utilidad de US$ 390 millones, lo que representa un **aumento de US$ 38 millones**, o un **10,7%** respecto a septiembre de 2025 explicado principalmente por una mejora operacional registrada durante el período.

En cuanto al **3T 2026**, el resultado atribuible a los accionistas de Enel Chile registró una **utilidad de US$ 118 millones**, lo que representa un **aumento de US$ 11 millones** respecto al 3T 2025, debido en parte a un menor gasto a nivel de resultado financiero.

A continuación, se presenta información comparativa de cada ítem del estado de resultados, en términos acumulados y trimestrales al 30 de septiembre de 2026 y 2025:

ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS (en millones de US$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	sept-26	sept-25	Variación	Var %	3T2026	3T2025	Variación	Var %
Ingresos	**3.480**	**3.479**	**1**	**0,0%**	**1.212**	**1.200**	**11**	**0,9%**
Ingresos ordinarios	3.260	3.373	(112)	(3,3%)	1.183	1.145	38	3,3%
Otros ingresos de explotación	220	107	113	106,3%	29	55	(27)	(48,4%)
Aprovisionamientos y Servicios [1]	**(2.146)**	**(2.151)**	**5**	**(0,2%)**	**(768)**	**(743)**	**(25)**	**3,4%**
Compras de energía	(1.469)	(1.363)	(106)	7,8%	(578)	(470)	(108)	23,0%
Consumo de combustible	(279)	(319)	40	(12,7%)	(75)	(104)	29	(27,7%)
Gastos de transporte	(218)	(236)	18	(7,8%)	(47)	(85)	38	(44,8%)
Otros aprovisionamientos y servicios	(181)	(233)	52	(22,4%)	(67)	(83)	16	(19,0%)
Margen de Contribución	**1.334**	**1.328**	**6**	**0,5%**	**444**	**458**	**(14)**	**(3,0%)**
Trabajos para el inmovilizado	29	25	4	16,1%	10	8	1	13,2%
Gastos de personal	(128)	(134)	6	(4,8%)	(43)	(44)	-	-
Otros gastos por naturaleza	(215)	(215)	1	(0,2%)	(74)	(78)	3	(4,3%)
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	**1.021**	**1.004**	**17**	**1,7%**	**336**	**345**	**(9)**	**(2,6%)**
Depreciación y amortización	(303)	(275)	(29)	10,4%	(105)	(100)	(5)	4,8%
Pérdidas por deterioro (reversiones)	32	(35)	68	n.a.	-	(6)	6	(100,0%)
Pérdidas por Deterioro (Reversiones) por aplicación de NIIF 9	(27)	(28)	1	(2,6%)	(10)	(10)	-	-
Resultado de Explotación (EBIT)	**722**	**666**	**56**	**8,5%**	**221**	**229**	**(8)**	**(3,4%)**
Resultado Financiero	**(179)**	**(157)**	**(22)**	**13,9%**	**(58)**	**(73)**	**15**	**(20,8%)**
Ingresos financieros	32	40	(8)	(20,1%)	4	12	(8)	(68,5%)
Gastos financieros	(199)	(197)	(2)	1,1%	(67)	(67)	(1)	0,9%
Resultados por unidades de reajuste	5	11	(6)	(57,1%)	1	(0)	1	n.a.
Diferencia de cambio	(16)	(11)	(5)	49,5%	4	(18)	22	n.a.
Otros Resultados distintos de la Operación	**17**	**12**	**5**	**38,7%**	**7**	**5**	**2**	**35,4%**
Sociedades contabilizadas por método de participación	14	10	4	37,4%	5	3	1	41,3%
Otras ganancias	3	2	1	45,2%	2	2	-	-
Resultado Antes de Impuestos	**561**	**521**	**40**	**7,6%**	**170**	**161**	**9**	**5,8%**
Impuesto sobre sociedades	(141)	(137)	(4)	2,9%	(43)	(44)	1	(1,7%)
Resultado del Período	**420**	**385**	**36**	**9,3%**	**127**	**117**	**10**	**8,7%**
Resultado atribuible a los propietarios de la controladora	**390**	**352**	**38**	**10,7%**	**118**	**106**	**11**	**10,8%**
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	31	33	(2)	(6,6%)	10	11	(1)	(11,7%)
Utilidad por acción US$ [2]	**0,0056**	**0,0051**	**0,0005**	**10,7%**	**0,0017**	**0,0015**	**0,0002**	**10,8%**

(1) El estado de resultados integrales consolidado al 30 de septiembre de 2025 incluye una reclasificación entre dos partidas del resultado de explotación, la cual implicó disminuir los gastos por materias primas y consumibles utilizados y, como contrapartida, aumentar otros gastos por naturaleza por **US$ 7 millones**. Asimismo, los resultados correspondientes al tercer trimestre de 2025 incluyen los efectos de esta reclasificación por **US$ 3 millones**.
(2) Al 30 de septiembre de 2026 y 2025, el número promedio de acciones ordinarias en circulación ascendió a 69.166.557.219

EBITDA

El EBITDA consolidado de Enel Chile al 30 de septiembre de 2026 alcanzó US$ 1.021 millones, lo que representa un **aumento** de **US$ 17 millones**, equivalente al **1,7%** respecto de septiembre de 2025. Esto debido principalmente a un mejor resultado operacional en el Segmento de Generación.

Durante el **3T de 2026, el EBITDA totalizó US$ 336 millones**, reflejando una **disminución** de **US$ 9 millones** respecto del mismo período de 2025, debido principalmente a menores ingresos operacionales en el Segmento de Generación producto de la menor comercialización de gas y menores otros ingresos por seguros en el 3T 2025.

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 en términos acumulados y trimestrales al 30 de septiembre de 2026 y 2025, se presentan a continuación:

EBITDA POR SEGMENTO DE NEGOCIO (en millones de US$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	sept-26	sept-25	Variación	Var %	3T2026	3T2025	Variación	Var %
Ingresos de Explotación Segmento de Generación	2.413	2.457	(43)	(1,8%)	817	853	(36)	(4,2%)
Ingresos de Explotación Segmento de Distribución y Redes	1.394	1.337	57	4,3%	501	464	37	7,9%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(327)	(314)	(12)	4,0%	(106)	(117)	11	(9,3%)
Total Ingresos de Explotación Consolidados	**3.480**	**3.479**	**1**	**0,0%**	**1.212**	**1.200**	**11**	**1,0%**
Costos de Explotación Segmento de Generación	(1.332)	(1.373)	41	(3,0%)	(464)	(472)	7	(1,6%)
Costos de Explotación Segmento de Distribución y Redes	(1.157)	(1.109)	(48)	4,3%	(416)	(394)	(21)	5,4%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	343	331	12	3,7%	112	123	(11)	(9,2%)
Total Costos de Explotación Consolidados	**(2.146)**	**(2.151)**	**5**	**(0,2%)**	**(768)**	**(743)**	**(25)**	**3,4%**
Gastos de personal	(45)	(50)	4	(8,6%)	(16)	(16)	-	-
Otros gastos por naturaleza	(133)	(141)	8	(6,0%)	(45)	(49)	4	(8,1%)
Total Segmento de Generación	**(178)**	**(191)**	**13**	**(6,7%)**	**(61)**	**(65)**	**4**	**(6,4%)**
Gastos de personal	(16)	(20)	4	(20,3%)	(5)	(5)	-	-
Otros gastos por naturaleza	(94)	(82)	(11)	13,7%	(33)	(32)	(1)	2,9%
Total Segmento de Distribución y Redes	**(110)**	**(103)**	**(7)**	**7,0%**	**(38)**	**(37)**	**(1)**	**2,7%**
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(26)	(31)	5	(17,6%)	(9)	(11)	2	(15,5%)
EBITDA								
EBITDA Segmento de Generación	**903**	**893**	**10**	**1,1%**	**292**	**316**	**(25)**	**(7,8%)**
EBITDA Segmento de Distribución y Redes	**127**	**125**	**2**	**1,3%**	**47**	**33**	**14**	**43,2%**
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(9)	(14)	5	(36,7%)	(3)	(4)	1	(30,1%)
Total EBITDA Consolidado ENEL CHILE	**1.021**	**1.004**	**17**	**1,7%**	**336**	**345**	**(9)**	**(2,6%)**

EBITDA Segmento de Generación:

El EBITDA de nuestro Segmento de Generación al 30 de septiembre de 2026 alcanzó los US$ 903 millones, lo que representa un aumento de US$ 10 millones, equivalente a un **1,1%** superior, con respecto al mismo período de 2025. En cuanto a los resultados del **3T 2026**, el **EBITDA** de este segmento presentó una **disminución** de **US$ 25 millones**, comparado con igual trimestre del año anterior.

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

- Los **Ingresos de Explotación** al 30 de septiembre de 2026, alcanzaron los **US$ 2.413 millones**, lo que representa una **disminución** de **US$ 43 millones**, o un **1,8%** inferior al mismo período del año anterior, que se explica fundamentalmente por lo siguiente:

  > Menores ingresos por *ventas de energía* por **US$ 80 millones**, debido a menores ingresos por **US$ 88 millones,** explicados principalmente por un menor precio medio de venta y menores ventas físicas (-17 GWh), incluyendo menores ventas a clientes libres (-377 GWh), compensadas en gran medida por mayores ventas en el mercado spot (+352 GWh) y a clientes regulados (+8 GWh). Lo anterior, fue parcialmente compensado por el efecto positivo de coberturas de tipo de cambio por **US$ 8 millones**.

  > Menores *otras ventas* por **US$ 80 millones**, explicado fundamentalmente por una disminución proveniente de la venta de gas.

  Lo anterior, parcialmente compensado por:

  > Mayores *otros ingresos de explotación* por **US$ 116 millones**, explicado principalmente por mayores ingresos por una operación de optimización de gas por **US$ 140 millones**, producto de una negociación de contrato entre Enel Generación Chile y el suministrador de gas, Shell, materializando modificaciones al acuerdo existente en cuanto a volúmenes comprometidos. Lo anterior, fue parcialmente compensado por: un **(i)** menor ingreso de indemnizaciones por seguros por **US$ 23 millones**; y por **(ii)** un menor ingreso por cobro de boleta de garantía asociado a un acuerdo de término de contrato con proveedores por **US$ 6 millones**.

  En lo que respecta al **3T 2026**, los **Ingresos de Explotación** alcanzaron los **US$ 817 millones**, lo que representa una **disminución** de **US$ 36 millones** respecto al mismo trimestre del año anterior. La variación se debe principalmente a:

  > Menores otros ingresos de explotación por **US$ 29 millones**, explicado principalmente por menores ingresos por indemnizaciones de seguros por **US$ 30 millones**.

  > Menores *otras ventas* por **US$ 5 millones**, explicado fundamentalmente por una disminución proveniente de la comercialización de gas.

> Menores *ingresos por ventas de energía* por **US$ 2 millones**, debido principalmente a mayores pérdidas por coberturas de tipo de cambio por **US$ 3 millones**. Lo anterior, compensado por mayores ventas de energía por **US$ 1 millón**, explicadas principalmente por mayores ventas físicas (+ 256 GWh), incluyendo mayores ventas en el mercado spot (+ 368 GWh), compensadas en parte por menores ventas a clientes libres (-86 GWh) y clientes regulados (- 26 GWh), además del efecto de un menor precio medio de venta.

- Los **Costos de Explotación** al 30 de septiembre de 2026, ascendieron a **US$ 1.332 millones,** presentando una **disminución** de **US$ 41 millones**, o un **3,0%** inferior al mismo período de 2025, que se explica fundamentalmente por:

> Menores *costos por consumo de combustible* por **US$ 40 millones**, explicado principalmente por un menor consumo de gas por **US$ 58 millones**. Lo anterior, compensado parcialmente por: **(i)** un mayor costo por operaciones de cobertura de commodities por **US$ 9 millones**; y por **(ii)** un mayor consumo de petróleo por **US$ 8 millones**.

> Menores *gastos de transporte* por **US$ 40 millones**, explicado principalmente por un menor gasto en peajes por **US$ 56 millones**, compensado por un mayor costo de regasificación y transporte de gas por **US$ 9 millones**.

> Menores *otros aprovisionamientos variables y servicios* por **US$ 36 millones**, explicado principalmente por un menor costo de venta en la comercialización de gas por **US$ 34 millones**.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

> Mayores *compras de energía* por **US$ 76 millones**, que se explican en parte por un mayor precio medio de compra de energía, a pesar de existir menores compras físicas por (-118 GWh).

Durante el **3T 2026**, los **Costos de Explotación** ascendieron a **US$ 464 millones**, lo que representa una **disminución** de **US$ 7 millones** respecto al mismo trimestre del año anterior. Esta variación, se explica principalmente por:

> Menores *gastos de transporte* por **US$ 45 millones**, un menor gasto en peajes por **US$ 51 millones**, compensado por un mayor costo de regasificación y de transporte de gas por **US$ 4 millones**.

> Menores *costos por consumo de combustible* por **US$ 29 millones**, explicado principalmente por un menor consumo de gas por **US$ 44 millones**. Lo anterior, fue parcialmente compensado por: **(i)** un mayor consumo de petróleo por **US$ 11 millones**; y por **(ii)** un mayor costo por operaciones de cobertura de commodities por **US$ 5 millones**.

> Menores *otros aprovisionamientos variables y servicios* por **US$ 4 millones**, explicado principalmente por: **(i)** un menor costo de venta en la comercialización de gas por **US$ 2 millones**; y por **(ii)** un menor gasto por impuesto de emisiones térmicas por **US$ 2 millones.**

Lo anterior, parcialmente compensado por:

> Mayores *compras de energía* por **US$ 70 millones**, que se explican en parte por un mayor precio medio de compra de energía, a pesar de existir menores compras físicas por (-421 GWh).

- Los **Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado**) alcanzaron los **US$ 45 millones** al 30 de septiembre de 2026, presentando una **disminución** de **US$ 4 millones**, o un **8,6%** inferior al mismo período 2025, que se explica fundamentalmente por incentivos otorgados a trabajadores vinculados a planes de retiro anticipado por **US$ 5 millones** ejecutado durante 2025.

  Para el **3T de 2026**, los **Gastos de personal (neto de trabajos para el inmovilizado)** se mantuvieron en línea con igual trimestre del año anterior.

- Los **Otros Gastos por Naturaleza** al 30 de septiembre de 2026, alcanzaron los **US$ 133 millones**, presentando una **disminución** de **US$ 8 millones**, o un **6,0%** inferior al mismo período 2025, que se explica principalmente por: **(i)** menor gasto en servicios externalizados por **US$ 2 millones**; y **(ii)** un menor gasto en servicios de profesionales por **US$ 2 millones**.

  En el **3T 2026**, los **Otros Gastos por Naturaleza disminuyeron** en **US$ 4 millones**, por las mismas causas explicadas anteriormente.

EBITDA Segmento de Distribución y Redes:

El EBITDA de nuestro Segmento de Distribución y Redes alcanzó US$ 127 millones por el período terminado al 30 de septiembre 2026, lo que representa un aumento de US$ 2 millones, equivalente a un **1,3%** superior, con respecto al mismo período de 2025. En cuanto a los resultados del **3T 2026**, el **EBITDA** de este segmento presentó un **aumento** de **US$ 14 millones**, comparado con igual trimestre del año anterior.

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

- Los **Ingresos de Explotación** alcanzaron los **US$ 1.394 millones** al 30 de septiembre de 2026, lo que representa un **aumento** de **US$ 57 millones**, o un **4,3%** superior con respecto al mismo período de 2025, que se explica principalmente por:

  > Mayores ingresos por *ventas de energía* por **US$ 49 millones**, que se explican principalmente por: **(i)** un aumento de **US$ 69 millones**, por efecto de conversión de cifras producto de la apreciación del peso chileno respecto al dólar estadounidense. (tipo de cambio medio del período). Lo anterior, fue parcialmente compensado por menores ingresos por **US$ 21 millones**, explicado principalmente por un menor precio medio de venta.

  > Mayores ingresos por *otras prestaciones de servicios* por **US$ 7 millones**, explicado por: **(i)** mayores prestaciones de servicios de construcción de empalmes y alumbrado público por **US$ 5 millones**; y por **(ii)** un aumento de **US$ 2 millones**, por efecto de conversión de cifras producto de la apreciación del peso chileno respecto al dólar estadounidense.

> Mayores ingresos por *otras ventas* por **US$ 4 millones**, explicado por mayores prestaciones tales como traslado de redes y empalmes.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

> Menores *otros ingresos de explotación* por **US$ 3 millones**, explicado principalmente por menores ingresos por indemnización de seguros por **US$ 14 millones**. Lo anterior, fue parcialmente compensado por: **(i)** mayores ingresos por recuperación de consumos no registrados por **US$ 7 millones**; **(ii)** mayores otros ingresos producto de un reverso de provisiones por multas por **US$ 4 millones**; y por **(iii)** un aumento de **US$ 1 millón** por efecto de conversión de cifras producto de la apreciación del peso chileno respecto al dólar estadounidense.

Los **Ingresos de Explotación del 3T 2026** fueron de **US$ 501 millones,** lo que representa un **aumento** de **US$ 37 millones**, equivalente a un **7,9%**, respecto al mismo trimestre del año anterior, que se explica principalmente por:

> Mayores *ingresos por venta de energía* por **US$ 28 millones**, explicado por: (i) una variación positiva por **US$ 14 millones** explicados por el efecto en conversión de cifras producto de la apreciación del peso chileno respecto al dólar estadounidense; y por **(ii)** mayores ingresos por **US$ 15 millones**, explicado principalmente por un mayor precio medio de venta.

> Mayores *ingresos por otras ventas* por **US$ 3 millones**, explicados principalmente por mayores ingresos por energía recuperada (consumos no registrados previamente).

> Mayores *otros ingresos de explotación* por **US$ 3 millones**, explicados principalmente por mayores ingresos por energía recuperada (consumos no registrados previamente).

> Mayores *ingresos por otras ventas* por **US$ 2 millones**, explicado por mayores prestaciones tales como traslado de redes y empalmes.

- Los **Costos de Explotación** al 30 de septiembre de 2026, ascendieron a **US$ 1.157 millones,** lo que representa un **aumento** de **US$ 48 millones**, o un **4,3%** superior con respecto al mismo período de 2025, que se explica principalmente por:

> Mayores costos por *compras de energía* por **US$ 34 millones**, explicado principalmente por una variación negativa por **US$ 56 millones** debido al efecto en conversión de cifras producto de la apreciación del peso chileno respecto al dólar estadounidense. Lo anterior, compensado por una menor compra física de energía producto de un menor precio medio por **US$ 23 millones**.

> Mayores *gastos de transporte* por **US$ 21 millones**, explicados principalmente por: **(i)** mayores pagos a empresas de transmisión por **US$ 18 millones**; y por **(ii)** una variación negativa por **US$ 3 millones** debido al efecto en conversión de cifras producto de la apreciación del peso chileno respecto al dólar estadounidense.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

> Menores *otros aprovisionamientos variables y servicios* por **US$ 7 millones**, explicado principalmente por un menor reconocimiento de multas SEC por **US$ 9 millones**; Lo anterior, parcialmente compensado por: **(i)** mayores costos por atenciones de call center (planes de emergencia) por **US$ 1 millón**; y por **(ii)** una variación negativa por **US$ 1 millón** debido al efecto en conversión de cifras producto de la apreciación del peso chileno respecto al dólar estadounidense.

Durante el **3T de 2026,** los **Costos de Explotación** ascendieron a **US$ 416 millones**, **aumentando** en **US$ 25 millones** respecto del 3T 2025. Esta variación se explica principalmente por:

> Mayores *costos por compras de energía* por **US$ 26 millones**, explicado principalmente por: **(i)** un mayor precio medio de compra por **US$ 15 millones**; y por **(ii)** una variación negativa por efecto de conversión de cifras producto de la apreciación del peso chileno respecto al dólar estadounidense por **US$ 12 millones**.

> Mayores *gastos de transporte* por **US$ 5 millones**, explicados por mayores pagos a empresas de transmisión por peajes de transmisión zonal.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

> Menores *otros aprovisionamientos variables y servicios* por **US$ 10 millones**, explicado principalmente por: **(i)** un menor reconocimiento de multas SEC por **US$ 10 millones**.

- Los **Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado)** alcanzaron los **US$ 16 millones** al 30 de septiembre de 2026**,** lo que representa una **disminución** de **US$ 4 millones** respecto a septiembre de 2025, explicado principalmente por: **(i)** menor gasto no recurrente por incentivos otorgados a trabajadores vinculados a planes de retiro anticipado durante 2025 por **US$ 4 millones**; y por **(ii)** mayor activación de gastos de personal destinados a proyectos de inversión por **US$ 3 millones**. Lo anterior, parcialmente compensado por: **(i)** mayores otros gastos por menor consumo de vacaciones y mayores horas extras por **US$ 1 millón**; y por **(ii)** una variación negativa por **US$ 1 millón** debido al efecto en conversión de cifras producto de la apreciación del peso chileno respecto al dólar estadounidense.

  Con relación al **3T de 2026**, los **Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado)** alcanzaron los **US$ 5 millones**, se mantuvieron en línea con el mismo trimestre del año anterior.

- Los **Otros Gastos por Naturaleza** alcanzaron los **US$ 94 millones** al 30 de septiembre de 2026, lo que representa un **aumento** de **US$ 11 millones** comparado con el mismo período del año anterior, que se explica principalmente por: **(i)** mayores gastos asociados a plan de invierno (poda de árboles) por **US$ 13 millones**; y por **(ii)** una variación negativa por **US$ 5 millones** debido al efecto en conversión de cifras producto de la apreciación del peso chileno respecto al dólar estadounidense.

  Con relación al **3T de 2026**, los Otros Gastos por Naturaleza alcanzaron los **US$ 33 millones**, los cuales se mantuvieron en línea con el mismo trimestre del año anterior.

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 30 de septiembre de 2026 y 2025:

	Cifras Acumuladas					
	sept-26			sept-25		
SEGMENTO DE NEGOCIO (en millones de US$)	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
Segmento Generación	903	(216)	687	893	(259)	634
Segmento Distribución y Redes	127	(76)	51	125	(72)	53
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(9)	(6)	(15)	(14)	(7)	(21)
Total Consolidados ENEL CHILE	**1.021**	**(298)**	**722**	**1.004**	**(338)**	**666**

	Cifras Trimestrales					
	3T2026			3T2025		
SEGMENTO DE NEGOCIO (en millones de US$)	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
Segmento Generación	292	(88)	204	316	(89)	228
Segmento Distribución y Redes	47	(25)	22	33	(25)	8
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(3)	(2)	(5)	(4)	(3)	(7)
Total Consolidados ENEL CHILE	**336**	**(115)**	**221**	**345**	**(116)**	**229**

La **depreciación, amortización y deterioro** ascendió a **US$ 298 millones,** por el período terminado al 30 de septiembre de 2026, **disminuyendo** en **US$ 40 millones** respecto a septiembre de 2025.

- Mayor gasto por depreciación y amortización por **US$ 29 millones,** explicado principalmente por la entrada en operación de nuevas centrales de energías renovables.

- Reversión de pérdidas por deterioro de valor por **US$ 68 millones**, que se explica fundamentalmente por: **(i)** reverso de pérdidas por deterioro por **US$ 32 millones** vinculadas al proceso de venta de determinados activos relacionados con las unidad generadora a carbón Bocamina II, unidad que cesó sus operaciones y fue desconectada del Sistema Eléctrico Nacional el 30 de septiembre de 2022; y **(ii)** menores pérdidas por deterioro por **US$ 29 millones** asociadas al proyecto de extensión Las Salinas, que fue ajustado a la baja durante 2025.

Respecto al **3T 2026**, la depreciación, amortización y deterioro ascendió a **US$ 115 millones**, **manteniéndose en línea con igual trimestre del año anterior.**

RESULTADO NO OPERACIONAL

El siguiente cuadro presenta los resultados no operacionales consolidados de Enel Chile, en términos acumulados y trimestrales al 30 de septiembre de 2026 y 2025:

RESULTADOS NO OPERACIONALES (en millones de US$)	sept-26	sept-25	Variación	Var %	3T2026	3T2025	Variación	Var %
Ingresos Financieros	32	40	(8)	(20,1%)	4	12	(8)	(68,5%)
Gastos Financieros	(199)	(197)	(2)	1,1%	(67)	(67)	(1)	0,9%
Resultados por Unidades de Reajuste	5	11	(6)	(57,1%)	1	(0)	1	n.a.
Diferencias de Cambio	(16)	(11)	(5)	49,5%	4	(18)	22	(122,7%)
Total Resultado Financiero	**(179)**	**(157)**	**(22)**	**13,9%**	**(58)**	**(73)**	**15**	**(20,8%)**
Otras ganancias	3	2	1	45,2%	2	2	-	-
Sociedades contabilizadas por el método de la participación	14	10	4	37,4%	5	3	1	41,3%
Total Otros Resultados Distintos de la Operación	**17**	**12**	**5**	**38,7%**	**7**	**5**	**2**	**35,4%**
Resultado Antes de Impuesto	**561**	**521**	**40**	**7,6%**	**170**	**161**	**9**	**5,8%**
Impuesto sobre Sociedades	(141)	(137)	(4)	2,9%	(43)	(44)	1	(1,7%)
Resultado del Período	**420**	**385**	**36**	**9,3%**	**127**	**117**	**10**	**8,7%**
Atribuible a los propietarios de la controladora	**390**	**352**	**38**	**10,7%**	**118**	**106**	**11**	**10,8%**
Atribuible a participaciones no controladoras	31	33	(2)	(6,6%)	10	11	(1)	(11,7%)

Resultado Financiero:

El **resultado financiero consolidado de Enel Chile** alcanzó una **pérdida de US$ 179 millones al 30 de septiembre de 2026**, lo que representa un mayor gasto de **US$ 22 millones** con respecto al mismo período del año anterior. Respecto al 3T 2026, el resultado financiero registró un gasto de **US$ 58 millones**, un 20,8% inferior al gasto alcanzado en el 3T 2025.

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

Menores ingresos financieros por US$ 8 millones, explicados principalmente por: **(i)** disminución de intereses generados por cuentas por cobrar a compañías de Distribución Eléctrica por **US$ 5 millones**, que se originan producto de postergaciones en la fecha de emisión de decretos tarifarios; y **(ii)** menores ingresos financieros por convenios con clientes por **US$ 4 millones**.

Durante el 3T de 2026, los ingresos financieros disminuyeron en **US$ 8 millones** respecto a igual trimestre del período anterior, explicados principalmente por: **(i)** menores ingresos financieros producto de intereses que genera la aplicación de la Ley N°21.185 de estabilización tarifaria por **US$ 3 millones**; **(ii)** menores ingresos financieros por convenios con clientes por **US$ 2 millones**; **(iii)** menores ingresos por inversiones temporales en instrumentos de renta fija por **US$ 1 millón**.

Mayores gastos financieros por US$ 2 millones, principalmente explicados por: **(i)** menores capitalizaciones de intereses por **US$ 5 millones**, principalmente en el Segmento de Generación, producto de la entrada en operación de la central Los Cóndores durante el primer trimestre de 2025; **(ii)** mayores costos financieros por acuerdos de optimización de

calendario de pago con proveedores por **US$ 7 millones;** y **(iii)** mayores gastos financieros por operaciones de venta y cesión de derechos de cobro de cuentas comerciales por cobrar por **US$ 3 millones.** Lo anterior, fue parcialmente compensado por: **(i)** menores gastos financieros asociado a préstamos bancarios y bonos por **US$ 5 millones**; **(ii)** menores gastos financieros por contratos de arrendamientos por **US$ 4 millones**; y por **(iii)** menores gastos y comisiones bancarias por **US$ 4 millones**.

Durante el 3T de 2026, no presenta variaciones respecto al gasto registrado en el 3T 2025, sin embargo, destacan mayores costos financieros por acuerdos de optimización de calendario de pago con proveedores por **US$ 6 millones** y **mayores gastos** financieros por operaciones de venta y cesión de derechos de cobro de cuentas comerciales por cobrar por **US$ 1 millón,** efectos que fueron compensados por menores gastos financieros asociado a préstamos bancarios y bonos por **US$ 3 millones** y por menores gastos financieros por contratos de arrendamientos por **US$ 4 millones**.

Menor utilidad por unidades de reajuste por US$ 6 millones, principalmente explicada por menores utilidades por reajuste de activos por impuestos por **US$ 6 millones.**

Durante el 3T de 2026, el resultado por unidades de reajustes tuvo una mayor utilidad de **US$ 1 millón** respecto a igual trimestre del período anterior, explicados principalmente por una mayor utilidad por reajuste de cuentas por cobrar de naturaleza comercial.

Mayores pérdidas por diferencias de cambio por US$ 5 millones respecto al mismo período de 2025, principalmente originada por: **(i)** mayores diferencias de cambio negativas en cuentas por cobrar y pagar con entidades relacionadas por **US$ 35 millones**; **(ii)** una mayor diferencia de cambio negativa en otros activos financieros por **US$ 12 millones**; y **(iii)** mayores diferencias de cambio negativas en cuentas comerciales por **US$ 5 millones**. Lo anterior, fue parcialmente compensado por menores diferencias de cambio negativas sobre instrumentos derivados por **US$ 47 millones**.

Durante el 3T de 2026, el resultado por diferencia de cambio tuvo una mayor utilidad por **US$ 22 millones** respecto a igual trimestre del período anterior, explicada principalmente por **(i)** menores diferencias de cambio negativas en cuentas comerciales por **US$ 21 millones**; **(ii)** menores diferencias de cambio negativas en cuentas por cobrar y pagar con entidades relacionadas por **US$ 9 millones.** Lo anterior, fue parcialmente compensado por una mayor diferencia de cambio negativa en instrumentos financieros por **US$ 7 millones**.

Impuesto a las ganancias sobre Sociedades:

El Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades registró un gasto de US$ 141 millones en el período terminado al 30 de septiembre de 2026, lo que representa un aumento de **US$ 4 millones** respecto al mismo periodo del año anterior. Esta variación se explica principalmente por un mayor gasto por impuesto de **US$ 7 millones** por mayores resultados del periodo, efecto que fue compensado parcialmente por un menor gasto por impuesto de US$ 3 millones por efectos de corrección monetaria.

Respecto al 3T 2026 el Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades registró un gasto de **US$ 43 millones**, lo que representa una disminución gasto de **US$ 1 millón** respecto a igual trimestre del año anterior. Esta variación se explica principalmente por un menor gasto por impuesto de **US$ 2 millones**, por efectos de la corrección monetaria.

Evolución de los principales indicadores financieros

INDICADOR FINANCIERO		UNIDAD	sept-26	dic-25	sept-25	Variación	Var %
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	0,77	0,91	-	(0,14)	(15,1%)
	Razón Ácida (2)	Veces	0,74	0,87	-	(0,13)	(15,0%)
	Capital de Trabajo	US$ Mn	(542)	(234)	-	(308)	131,5%
Endeudamiento	Razón de endeudamiento (3)	Veces	1,20	1,33	-	(0,13)	(9,9%)
	Deuda Corto Plazo (4)	%	34,6%	33,6%	-	1,0 p.p	3,0%
	Deuda Largo Plazo (5)	%	65,4%	66,4%	-	(1,0 p.p.)	(1,5%)
	Cobertura Costos Financieros (6)	Veces	4,85	-	5,10	(0,3 p.p.)	(5,0%)
Rentabilidad	Resultado explotación/Ingreso explotación	%	20,8%	-	19,1%	1,6 p.p	8,5%
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE) (7)	%	11,1%	-	17,4%	(6,4 p.p.)	(36,5%)
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA) (8)	%	4,9%	-	7,3%	(2,4 p.p.)	(32,5%)

(1) Corresponde a la razón entre (i) Activos Corrientes y (ii) Pasivos Corrientes.
(2) Corresponde a la razón entre (i) Activos Corrientes neto de Inventarios y Gastos Anticipados y (ii) Pasivos Corrientes.
(3) Corresponde a la razón entre (i) Total Pasivos y (ii) Patrimonio Total.
(4) Corresponde a la proporción del (i) Pasivo Corriente en relación a (ii) Total Pasivos.
(5) Corresponde a la proporción del (i) Pasivo No Corriente en relación a (ii) Total Pasivos.
(6) Corresponde a la razón entre (i) el Resultado Bruto de Explotación y (ii) Resultado financiero neto de Ingresos financieros.
(7) Corresponde a la razón entre (i) la ganancia del ejercicio atribuible a los propietarios de la controladora por 12 meses móviles al 30 de septiembre y (ii) el promedio entre el patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora al inicio del período y al fin del periodo.
(8) Corresponde a la razón entre (i) resultado total del periodo por 12 meses al 30 de septiembre y (ii) el promedio del total de activos al inicio del período y al fin del periodo.

> **La liquidez corriente** al 30 de septiembre de 2026 alcanzó 0,77 veces, presentando una variación negativa de 15,1% con respecto al 31 de diciembre de 2025. Esta variación está explicada principalmente por traspasos desde el largo plazo al corto plazo de obligaciones con el público, efecto que fue compensado parcialmente por una disminución de los acreedores comerciales.

- **El capital de trabajo** al 30 de septiembre de 2026 tuvo un valor negativo de **US$ 542 millones**, lo que representa una variación negativa de **US$ 308 millones** respecto al capital de trabajo negativo obtenido al 31 de diciembre de 2025. Esta variación está explicada por las mismas razones explicadas anteriormente.

- **La razón de endeudamiento** fue de 1,20 veces, lo cual representa el grado de compromiso del patrimonio de Enel Chile al 30 de septiembre 2026, versus el 1,33 veces al 31 de diciembre de 2025. Esta variación se explica principalmente por el aumento de patrimonio de la Compañía, producto del resultado obtenido en el presente ejercicio, y por una disminución de los acreedores comerciales y los pasivos por impuestos corrientes.

- **La cobertura de costos financieros** para el período terminado al 30 de septiembre de 2026 fue de 4,85 veces, lo que indica la capacidad de cubrir los gastos financieros con el EBITDA. La disminución de un 5,0% en este índice comparado con septiembre de 2025 (5,10 veces), se explica principalmente por pérdidas por diferencias de cambio registradas en 2026.

- **El índice de rentabilidad** registró un porcentaje de 20,8% al 30 de septiembre de 2026, comparado con el porcentaje de 19,1% obtenido en el mismo período de 2025. El mejor desempeño, correspondiente a 1,6 p.p., se debe principalmente a la operación de optimización de gas que generó un incremento de otros ingresos por **US$ 140 millones**, por el acuerdo comercial con Shell perfeccionado durante el primer trimestre de 2026.

- **La rentabilidad del patrimonio** fue de 11,1% al 30 de septiembre de 2026, lo que representa un aumento de 6,4 p.p. respecto al 17,4% obtenido al 30 de septiembre de 2025. Esta variación se debe en gran medida a la pérdida extraordinaria reconocida en diciembre 2024 (por **US$ 657 millones** antes de impuestos y participaciones minoritarias), producto de la discontinuación de coberturas contables asociadas a ingresos directamente vinculados a la evolución del US dólar que hasta dicha fecha mantenía la Compañía. Aislando el efecto extraordinario, el índice de rentabilidad habría disminuido en 0,5 p.p. (11,1% al 30 de septiembre de 2026 y 10,6% al 30 de septiembre de 2025).

- **La rentabilidad de los activos** fue de 4,9% al 30 de septiembre de 2026, lo que representa un aumento de 2,4 p.p. respecto al 7,3% registrado en 2025. Aislando los efectos extraordinarios reconocidos en diciembre de 2024, mencionados anteriormente, el índice de rentabilidad de los activos habría aumentado en 0,4 p.p. (4,9% al 30 de septiembre de 2026 y 4,5% al 30 de septiembre de 2025).

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Los **Activos Totales** de la Compañía **disminuyeron** en **US$ 252 millones** al 30 de septiembre de 2026, comparado con el total de activos al 31 de diciembre 2025.

ACTIVOS (en millones de US$)	sept-26	dic-25	Variación	Var %
Activos Corrientes	1.845	2.239	(394)	(17,6%)
Activos No Corrientes	10.806	10.665	142	1,3%
Total Activos	**12.651**	**12.904**	**(252)**	**(2,0%)**

Los **Activos Corrientes** presentaron una **disminución** de **US$ 394 millones** al 30 de septiembre de 2026. Esta variación se explica principalmente por: **(i)** una disminución de **US$ 161 millones** en cuentas comerciales por cobrar corrientes, debido a mayor cobro de saldos provenientes de la aplicación del mecanismo de estabilización de tarifas a clientes regulados; **(ii)** una disminución de **US$ 94 millones** en otros activos no financieros corrientes, explicado por menor IVA crédito fiscal y **(iii)** un menor crédito por utilidades absorbidas por **US$ 67 millones**.

Los **Activos No Corrientes aumentaron** en **US$ 142 millones** al 30 de septiembre de 2026. Esta variación de explica principalmente por un incremento en Propiedades, planta y equipo por **US$ 152 millones**, debido al mayores inversiones, principalmente por el desarrollo de proyectos renovables e infraestructura de red.

Los **Pasivos Totales** de la Compañía, incluido el Patrimonio, alcanzaron los **US$ 12.651 millones** al 30 de septiembre de 2026, presentando una **disminución** de un **2,0%** comparado con el total de pasivos y patrimonio al 31 de diciembre de 2025.

PASIVOS Y PATRIMONIO (en millones de US$)	sept-26	dic-25	Variación	Var %
Pasivos Corrientes	2.387	2.473	(87)	(3,5%)
Pasivos No corrientes	4.510	4.881	(371)	(7,6%)
Patrimonio Total	5.755	5.550	206	3,7%
Atribuible a los propietarios de la controladora	5.372	5.176	197	3,8%
Participaciones no controladoras	383	374	9	2,4%
Total Patrimonio y Pasivos	**12.651**	**12.904**	**(252)**	**(2,0%)**

Los **Pasivos Corrientes** presentaron una **disminución** de **US$ 87 millones** al 30 de septiembre de 2026. Esta variación de explica principalmente por: **(i)** una disminución de cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes por **US$ 58 millones**, debido fundamentalmente por pago de dividendos a Enel S.p.A. compensado por un aumento de cuentas por pagar a GNL Chile S.A. por compra de gas y mayor pasivo por derivado de commodities con Enel Global Trading; **(ii)** una disminución de pasivos por impuestos corrientes por **US$ 101 millones**, explicado principalmente por pago de impuesto a la renta;

(iii) disminución de Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes por **US$ 171 millones**, debido principalmente al pago de dividendos a terceros y menores acreedores comerciales. Lo anterior fue parcialmente compensado por: un aumento de otros pasivos financieros corrientes por **US$ 212 millones**, explicado principalmente por traspaso desde el largo plazo al corto plazo de pasivo por bonos Yankee bonds de Enel Generación Chile.

Los **Pasivos No Corrientes** presentaron una **disminución** de **US$ 371 millones** al 30 de septiembre de 2026. Esta variación de explica principalmente por: **(i)** disminución de otros pasivos financieros no corrientes por **US$ 254 millones**, debido, principalmente, al traspaso a pasivo corriente de la deuda en bonos de Enel Generación Chile, por el vencimiento de Yankee bond en el corto plazo; **(ii)** disminución de cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes por **US$ 83 millones**, explicado principalmente por menor deuda por pagar a Enel Finance International (EFI); y **(iii)** una disminución en Otras provisiones no corrientes, por **US$ 20 millones,** relacionado con la provisión de desmantelamiento en el Segmento de Generación.

El **Patrimonio Total** ascendió a **US$ 5.755 millones** al 30 de septiembre de 2026, presentando un **aumento** de **US$ 206 millones** respecto al 31 de diciembre de 2025, y se explica principalmente por lo siguiente:

- **El Patrimonio Atribuible a los Propietarios de Enel Chile** presentó un aumento de **US$ 197 millones** respecto del saldo al 31 de diciembre de 2025, que se explica por el resultado del período por **US$ 390 millones**, compensado por el pago de dividendos por **US$ 108 millones** y disminución de Otras reservas, que se explica fundamentalmente por menores reservas de conversión por **US$ 104 millones**.

- **El Patrimonio Atribuible a las Participaciones No Controladoras**, presentó un aumento de **US$ 9 millones** respecto del saldo al 31 de diciembre de 2025, explicado principalmente por la utilidad del período por **US$ 31 millones** compensado por pago de dividendos por **US$ 21 millones**.

3. PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO

Grupo Enel Chile generó un flujo de efectivo neto negativo de US$ 110 millones por el período terminado al 30 de septiembre de 2026, lo que representa una **disminución por US$ 92 millones en el flujo neto** con respecto a igual período del año 2025. Las principales variables que explican este mayor flujo neto negativo del período se describen a continuación:

FLUJOS DE EFECTIVO (en millones de US$)	sept-26	sept-25	Variación	Var %
Flujo de Operación	859	864	(6)	(0,6%)
Flujo de Inversión	(468)	(352)	(115)	32,7%
Flujo de Financiamiento	(502)	(531)	29	(5,4%)
Flujo neto del período	**(110)**	**(18)**	**(92)**	**n/a**

Las *actividades de operación* generaron un flujo de efectivo neto positivo de US$ 859 millones por el período terminado al 30 de septiembre de 2026. Estos flujos están compuestos principalmente por: **(i)** entradas de efectivo procedentes ventas de bienes y servicios por **US$ 5.297 millones**; Estos ingresos de caja fueron parcialmente compensados por: **(i)** pago a proveedores por **US$ 4.038 millones**; **(ii)** pago de impuesto a las ganancias por **US$ 189 millones**; **(iii)** otros pagos por actividades de operación por **US$ 151 millones**, fundamentalmente por pago de IVA y otros impuestos; **(iv)** pago a empleados por **US$ 79 millones**.

La **variación negativa** en el **flujo de operación** por **US$ 5 millones** respecto a septiembre de 2025, se explica fundamentalmente por: **(i)** mayores cobros procedentes ventas de bienes y servicios por **US$ 54 millones**; **(ii)** menores pagos por impuesto a las ganancias por **US$ 40 millones**; **(iii)** menores pagos a empleados por **US$ 24 millones**; **(iv)** mayores cobros derivados de arrendamiento y posterior venta de esos activos por **US$ 10 millones**. Lo anterior, fue parcialmente compensado por: **(i)** mayores pagos a proveedores por **US$ 108 millones**; **(ii)** mayores otros pagos por actividades de operación por **US$ 27 millones**.

Las *actividades de inversión* generaron un flujo de efectivo neto negativo de US$ 468 millones para el período terminado al 30 de septiembre de 2026. Estos flujos de efectivo están compuestos principalmente por: **(i)** desembolsos realizados por compras de propiedades, plantas y equipos por **US$ 405 millones**; **(ii)** pagos derivados de contratos de futuro, opciones y permuta financiera por **US$ 70 millones**.

La **variación negativa** en el **flujo de inversión** por **US$ 115 millones** respecto a septiembre de 2025, se explica fundamentalmente por: **(i)** mayores desembolsos por compra de propiedades, planta y equipo por **US$ 44 millones**; y **(ii)** mayores pagos derivados de contratos de futuro, opciones y permuta financiera por **US$ 71 millones.**

Las *actividades de financiación* generaron un flujo de efectivo neto negativo de US$ 502 millones, por el período terminado al 30 de septiembre de 2026. Estos flujos están compuestos fundamentalmente por salidas de efectivo por: **(i)** pago de dividendos por **US$ 300 millones**; **(ii)** pago parcial de préstamos **con Corporación Andina de Fomento (CAF)** por **US$ 275 millones y Citibank por US$ 12 millones**; **(iii)** pago de intereses por **US$ 99 millones**; **(iv)** pago de préstamos a entidades relacionadas por **US$ 81 millones**; **(v)** pagos de préstamos por Bonos Locales por **US$ 25 millones**; y por **(vi)** pagos de pasivos por arrendamientos por **US$ 30 millones**. Lo anterior, fue parcialmente compensado por: **(i)** entradas de efectivo por préstamo otorgado por la Corporación Andina de Fomento (CAF) **US$ 275 millones**; **(ii)** entradas de efectivo por financiamiento con DNB Bank/Citibank **US$ 40 millones**; **(iii)** importes precedentes de ingresos financieros por colocaciones de caja por **US$ 5 millones**.

La **variación positiva por US$ 29 millones** en el **flujo de financiamiento** respecto a septiembre de 2025, se explica fundamentalmente por: **(i)** mayores importes procedentes de préstamos de corto plazo por **US$ 85 millones**; **(ii)** menores pagos de dividendos por **US$ 48 millones**; **(iii)** mayores importes procedentes de préstamos bancarios por **US$ 40 millones**; **(v)** mayores importes precedentes de ingresos financieros por colocaciones de caja por **US$ 5 millones**. Lo anterior fue, parcialmente compensado por: **(i)** mayor pago de préstamos bancarios por **US$ 147 millones**.

	Información Propiedades, Planta y Equipos (en millones de US$)			
	Desembolsos por incorporación de Propiedad, Planta y Equipos		Depreciación	
SEGMENTO DE NEGOCIO	sept-26	sept-25	sept-26	sept-25
Segmento Generación	304	282	248	224
Segmento Distribución y Redes	99	74	48	43
Otras actividades de negocio	2	5	8	8
Total Consolidado Grupo ENEL CHILE	**405**	**361**	**303**	**275**

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. Para ver mayores antecedentes de los riesgos cubiertos, dirigirse a la nota 22 de los Estados Financieros Consolidados de Enel Chile al 30 de septiembre de 2026, en el siguiente enlace: Estados Financieros Consolidados de Enel Chile S.A.

III. VALOR LIBRO Y VALOR ECONÓMICO DE LOS ACTIVOS

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

La plusvalía generada en la consolidación representa el exceso del costo de adquisición sobre la participación del Grupo en el valor razonable de los activos y pasivos, incluyendo los pasivos contingentes y la participación no controladora identificables de una Sociedad subsidiaria, en la fecha de adquisición. La plusvalía no se amortiza, sino que al cierre de cada ejercicio contable se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al oportuno ajuste por deterioro (ver Nota 4.e de los Estados Financieros Consolidados de Enel Chile al 30 de septiembre de 2026).

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

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

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

En resumen, los activos se presentan valorizados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera, cuyos criterios se encuentran expuestos en las Notas N°2, 3 y 4 de los Estados Financieros Consolidados de Enel Chile al 30 de septiembre de 2026, en el siguiente enlace: Estados Financieros Consolidados de Enel Chile S.A.