ANÁLISIS RAZONADO
ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DE ENEL GENERACIÓN 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 Generación Chile S.A. alcanzó una utilidad de US$ 378 millones a septiembre de 2026, equivalente a una disminución de 1,9% respecto a septiembre de 2025, explicada en parte por un mayor gasto a nivel de resultado financiero. A nivel trimestral, el resultado neto registró una utilidad de US$ 113 millones durante el 3T 2026, equivalente a US$ 19 millones bajo el nivel obtenido en el 3T 2025.

- La generación de energía neta disminuyó un 2,9% al totalizar 12.384 GWh a septiembre de 2026 (-376 GWh), debido principalmente a un menor despacho térmico compensado en parte por una mayor generación hidroeléctrica registrada durante el 3T 2026. Durante este último trimestre, la generación neta se incrementó un 13,2% (+535 GWh) al llegar a 4.575 GWh, reflejando la mejor hidrología respecto al 3T 2025.

- Las ventas físicas de energía se redujeron un 0,9% respecto a septiembre de 2025, al alcanzar 23.535 GWh (-205 GWh) a septiembre de 2026, explicado fundamentalmente por menores ventas a clientes libres compensadas en parte por mayores ventas en el mercado spot. Sin embargo, durante el 3T 2026, las ventas físicas aumentaron un 2,4% (+195 GWh) al totalizar 8.195 GWh, producto principalmente de mayores ventas en el mercado spot.

- Los ingresos operacionales totalizaron US$ 2.322 millones a septiembre de 2026, equivalente a un 2,8% de reducción respecto a septiembre de 2025, explicada fundamentalmente por menores ingresos por venta de energía y una menor comercialización de gas. Durante el 3T 2026, los ingresos operacionales disminuyeron un 5,0% con relación al 3T 2025 al alcanzar los US$ 783 millones debido principalmente a menores otros ingresos producto de seguros recuperados en el 3T 2025 y a la menor comercialización de gas.

- Los costos de aprovisionamientos y servicios registraron un total de US$ 1.619 millones a septiembre de 2026, equivalente a una reducción de 2,9% respecto a septiembre de 2025, debido en gran medida a menores gastos de transporte y un menor costo por consumo de combustible. Misma tendencia registraron los costos de aprovisionamientos y servicios durante el 3T 2026, con una reducción de 0,9% al totalizar US$ 556 millones, debido en gran medida a los menores gastos de transporte.

- Como consecuencia de los factores descritos, el EBITDA registró un valor total de US$ 591 millones a septiembre de 2026, equivalente a una disminución de 1,9% respecto a septiembre de 2025. A nivel trimestral, el EBITDA totalizó US$ 188 millones en el 3T 2026, con una reducción de 15,5% respecto al 3T 2025.

- El resultado financiero registró un gasto por US$ 45 millones a septiembre de 2026, explicado fundamentalmente por mayores gastos financieros y un menor resultado por unidades de reajuste. No obstante, durante el 3T 2026, el resultado financiero registró un menor gasto por US$ 10 millones respecto al 3T 2025, al alcanzar un total de US$ 11 millones debido principalmente a una ganancia generada por diferencias de cambio.

RESUMEN FINANCIERO

- La deuda financiera bruta de la Compañía a septiembre de 2026 aumentó en US$ 19 millones con respecto a diciembre de 2025, totalizando US$ 510 millones. Esta variación se explica por los siguientes movimientos:

  - La amortización de los bonos H y M de Enel Generación Chile por US$ 22 millones.
  - Un aumento de US$ 41 millones por concepto de pasivos por arrendamiento (NIIF16).

- El costo promedio de la deuda disminuyó a un 7,7% en septiembre de 2026 desde un 8,0% registrado en diciembre de 2025.

- El efectivo y equivalentes al efectivo de la Compañía registró un valor de US$ 360 millones a septiembre de 2026.

La potencia neta total del Grupo Enel Generación Chile asciende a 5.601 MW al 30 de septiembre de 2026, y corresponde en un 65% a energías renovables. Es así como 3.574 MW involucran unidades de generación hidroeléctricas, 1.945 MW a centrales térmicas que operan con gas o petróleo, y 82 MW en unidades de generación eólica.

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

	Ventas de Energía (GWh)						Participación de Mercado	
Mercados en que participa	sep-26	sep-25	Var %	3T 2026	3T 2025	Var %	sep-26	sep-25
Sistema Eléctrico Nacional (SEN)	23.535	23.740	(0,9%)	8.195	8.000	2,4%	39,2%	39,5%

INFORMACIÓN RELEVANTE PARA EL ANÁLISIS DE LOS PRESENTES ESTADOS FINANCIEROS

Cambios Regulatorios:

> Como parte de la agenda social anunciada por el gobierno, se publicó el 2 de noviembre de 2019 en el Diario Oficial la Ley N°21.185, del Ministerio de Energía, que creó un Mecanismo Transitorio de Estabilización de Precios de la Energía Eléctrica para Clientes sujetos a Regulación de Tarifas (en adelante "Ley de Estabilización Tarifaria"). Por medio de esta Ley, entre el 1 de julio de 2019 y el 31 de diciembre de 2020, los precios a traspasar a clientes regulados serían los niveles de precios definidos para el primer semestre de 2019 (Decreto 20T/2018) y se denominarían "Precio Estabilizado a Cliente Regulado" (PEC). Entre el 1 de enero 2021 y hasta el término del mecanismo de estabilización, los precios serían aquellos definidos en las fijaciones semestrales a que se refiere el artículo 158 de la Ley Eléctrica, pero no podrán ser superior al PEC ajustado de acuerdo con el Índice de Precios al Consumidor a partir del 1 de enero de 2021 con base en la misma fecha (PEC ajustado). Las diferencias de facturación que se produzcan generarán una cuenta por cobrar a favor de los generadores con un límite de US$ 1.350 millones hasta el 2023. Dicho límite fue alcanzado en enero de 2022. El saldo debe ser recuperado a más tardar el 31 de diciembre de 2027. Las disposiciones técnicas de este mecanismo se encuentran establecidas en la Resolución Exenta N°72/2020, de la Comisión Nacional de Energía, y sus modificaciones. Cabe señalar que límite del fondo fue alcanzado en enero de 2022.

> El día 2 de agosto de 2022 fue publicada la Ley N°21.472, que creó un Fondo de Estabilización de Tarifas y establece un Nuevo Mecanismo de Estabilización Transitorio de Precios de la Electricidad para Clientes Sometidos a Regulación de Precios. Esta Ley establece un Mecanismo de Protección al Cliente (MPC) que tendrá por objeto pagar las diferencias que se produzcan entre los precios de los respectivos contratos de suministro regulado y la tarifa estabilizada. El objetivo es impedir el alza en las cuentas de energía eléctrica en el año 2022 y permitir alzas graduales durante la próxima década. Las diferencias que serán cubiertas por un fondo transitorio de US$ 1.800 millones, mediante

un nuevo instrumento denominado Documento de Pago, emitido en forma mensual por la Tesorería General de la República a las empresas de generación de energía eléctrica, en dólares estadounidenses, reajustable, cedible, con fecha de vencimiento máxima a diciembre de 2032 y con garantía estatal.

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.

> El día 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 a los costos reales del precio de la energía y potencia.

- Las empresas suministradoras recuperarán los saldos generados por las Leyes N°21.185 y N°21.472 o mecanismos de estabilización PEC y MPC, respectivamente.

- Se aumenta el fondo MPC en US$ 5.500 millones, de los cuales US$ 3.700 millones adicionales contarán con un 30% de garantía fiscal. Estos saldos deberán ser restituidos a más tardar al 31 de diciembre de 2035.

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

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

> Con fecha 31 de julio de 2026 se publicó en el Diario Oficial la Ley N°21.833, que modifica la Ley General de Servicios Eléctricos y las leyes N°21.472 y N°21.667. Sus objetivos son contener el impacto de las alzas tarifarias en los clientes regulados, ordenar y dar certeza

a los procesos tarifarios de distribución y transmisión, y reforzar la seguridad y calidad del suministro. En materia de generación, la ley faculta a la Comisión Nacional de Energía para desarrollar, por única vez y hasta diciembre de 2027, un mecanismo voluntario que permita rebajar el precio de suministro a clientes regulados, mediante la modificación del precio, plazo y condiciones de contratos vigentes o la suscripción de nuevos contratos. Asimismo, amplía el objeto del Fondo de Estabilización de Tarifas (FET) al financiamiento del subsidio eléctrico, extendido hasta 2027, y al pago de la deuda con las distribuidoras, manteniendo la prioridad de pago de los saldos originados por las leyes N°21.185, N°21.472 y N°21.667. Para ello, el Cargo MPC se divide en dos componentes: la Componente Saldo Final Restante, que conserva sus valores vigentes, y una nueva Componente NT de $5/kWh aplicable desde el 1 de enero de 2028, con recaudación separada y destinada exclusivamente al pago del Saldo de Normalización Tarifaria. Este saldo corresponde principalmente a las reliquidaciones del VAD 2020-2024, estimadas en torno a $800.000 millones, y se pagará mediante documentos de pago emitidos por la Tesorería General de la República con vencimiento no posterior a 2035. En distribución, el decreto VAD 2024-2028 se extiende al sexenio 2024-2030, y sus reliquidaciones se incorporarán a la tarifa del período 2030-2034, reajustadas solo por IPC. Además, los costos de las compensaciones por interrupciones de suministro no podrán traspasarse a las tarifas. Finalmente, se incorpora el artículo 183 ter a la LGSE, que permite al Ministerio de Energía convocar a las distribuidoras a presentar planes de inversión para mejorar la calidad y resiliencia del servicio. Estos planes son complementarios al VAD y tienen un tope de 5% del VNR por plan y de 20% del VNR por empresa. Su remuneración se reconocerá durante 20 años, asociada al cumplimiento de metas de calidad de servicio.

Cambio de moneda funcional:

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

Este cambio de moneda funcional se generó sustancialmente por el hecho de que, a contar de 2025, la principal fuente de ingresos de la Compañía tendrá su origen en el grupo de contratos de clientes libres, los que, considerando los ciclos de facturación y cobro, originan una exposición a la fluctuación de tipo de cambio sustancialmente menor en comparación al grupo de clientes regulados, los cuales requieren de un tiempo bastante mayor para finalizar el proceso de recaudación. El grupo de contratos de clientes regulados representó la principal fuente de ingresos de Enel Generación Chile hasta el ejercicio 2024.

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

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

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

I. ANÁLISIS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

1. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

El resultado atribuible a los propietarios de Enel Generación Chile al cierre de septiembre de 2026 fue una utilidad de US$ 378 millones, comparado con los US$ 385 millones de utilidad registrados en el período anterior.

A continuación, se presenta información comparativa de cada ítem del estado de resultados de las operaciones al 30 de septiembre de 2026 y 2025:

ESTADO DE RESULTADO CONSOLIDADO (en millones de US$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	sep-26	sep-25	Variación	Var %	sep-26	sep-25	Variación	Var %
Ingresos	**2.322**	**2.389**	**(67)**	**(2,8%)**	**783**	**825**	**(41)**	**(5,0%)**
Ingresos ordinarios	2.134	2.309	(175)	(7,6%)	768	778	(9)	(1,2%)
Otros ingresos de explotación	188	80	108	135,5%	15	47	(32)	(68,1%)
Aprovisionamientos y Servicios	**(1.619)**	**(1.667)**	**49**	**(2,9%)**	**(556)**	**(561)**	**5**	**(0,9%)**
Compras de energía	(1.025)	(950)	(75)	7,9%	(392)	(317)	(75)	23,7%
Consumo de combustible	(279)	(319)	40	(12,7%)	(75)	(104)	29	(27,7%)
Gastos de transporte	(172)	(219)	47	(21,4%)	(33)	(81)	47	(58,5%)
Otros aprovisionamientos y servicios	(143)	(179)	36	(20,4%)	(55)	(59)	4	(7,0%)
Margen de Contribución	**703**	**722**	**(19)**	**(2,6%)**	**227**	**264**	**(36)**	**(13,7%)**
Trabajos para el inmovilizado	5	5	0	2,1%	2	2	-	(2,9%)
Gastos de personal	(40)	(45)	4	(9,6%)	(14)	(16)	1	(8,5%)
Otros gastos por naturaleza	(77)	(79)	3	(3,2%)	(27)	(27)	-	(1,5%)
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	**591**	**603**	**(12)**	**(1,9%)**	**188**	**223**	**(35)**	**(15,5%)**
Depreciación y amortización	(76)	(58)	(18)	30,1%	(30)	(24)	(6)	24,2%
Pérdidas por deterioro (reversiones)	32	(1)	33	n.a.	(0)	(1)	1	n.a
Resultado de Explotación (EBIT)	**547**	**544**	**3**	**0,6%**	**158**	**198**	**(40)**	**(20,0%)**
Resultado Financiero	**(45)**	**(20)**	**(25)**	**121,1%**	**(11)**	**(20)**	**10**	**(47,5%)**
Ingresos financieros	23	30	(7)	(22,7%)	4	5	(2)	(31,1%)
Gastos financieros	(65)	(54)	(11)	19,5%	(25)	(18)	(7)	37,0%
Resultados por unidades de reajuste	1	10	(8)	(85,7%)	(1)	1	(2)	n.a.
Diferencia de cambio	(5)	(6)	1	**(16,0%)**	11	(8)	20	n.a.
Otros Resultados distintos de la Operación	**17**	**12**	**5**	**38,5%**	**7**	**5**	**2**	**36,9%**
Sociedades contabilizadas por método de participación	14	10	4	37,1%	5	3	2	43,6%
Ventas de Activos	3	2	1	0,0%	2	2	0	25,0%
Resultado Antes de Impuestos	**519**	**536**	**(17)**	**(3,1%)**	**155**	**183**	**(28)**	**(15,2%)**
Impuesto sobre sociedades	(136)	(144)	7	(5,2%)	(40)	(49)	8	(17,0%)
Resultado del Período	**383**	**392**	**(9)**	**(2,3%)**	**115**	**134**	**(19)**	**(14,5%)**
Resultado atribuible a los propietarios de la controladora	378	385	(7)	(1,9%)	113	132	(19)	(14,6%)
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	5	7	(2)	(26,3%)	2	2	(0)	(8,1%)
(Pérdida) Utilidad por acción US$ (1)	0,046	0,047	(0,001)	(1,9%)	0,014	0,016	(0,002)	(14,6%)

(1) Al 30 de septiembre de 2026 y 2025, el número promedio de acciones ordinarias en circulación ascendió a 8.201.754.580

RESULTADO DE EXPLOTACIÓN

Al 30 de septiembre de 2026, el EBITDA de la Compañía disminuyó en US$ 12 millones y totalizó una utilidad de US$ 591 millones, en tanto que el resultado de explotación aumentó en US$ 3 millones a septiembre de 2026, totalizando una utilidad por US$ 547 millones.

Los ingresos de explotación fueron de US$ 2.322 millones, reflejando una disminución de US$ 67 millones, equivalente a un 2,8% comparado con el mismo período del año anterior, que se explica fundamentalmente por lo siguiente:

> Menores ventas de energía por US$ 92 millones, debido principalmente a (i) menores ventas físicas por US$ 18 millones, correspondientes a -205 GWh, explicado por menores ventas físicas a clientes no regulados (-376 GWh), compensado por mayores ventas físicas en el mercado spot (+ 171 GWh), unido a (ii) un efecto negativo por US$ 89 millones por un menor precio medio de venta. Lo anterior, fue compensado por (iii) menores pérdidas por coberturas de tipo de cambio por US$ 17 millones.

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

> Mayores otros ingresos de explotación por US$ 108 millones, explicado principalmente (i) 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 (ii) un menor ingreso de indemnizaciones por seguros por US$ 23 millones, (iii) menores ingresos por derivados de commodities por US$ 4 millones y (iv) 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 de 2026, los ingresos de explotación alcanzaron los US$ 783 millones, lo que representa una disminución de US$ 41 millones (o un 5%) respecto al mismo trimestre del año anterior, donde alcanzó los US$ 825 millones. La variación se debe principalmente a:

> Menores otras ventas por US$ 5 millones, explicado fundamentalmente por una disminución provenientes de la venta de gas.

> Menores otros ingresos de explotación por US$ 32 millones, explicado por (i) un menor ingreso por seguros por US$ 30 millones y (ii) por menores ingresos por derivados de commodities por US$ 2 millones.

Los costos por aprovisionamientos y servicios disminuyeron en US$ 49 millones, equivalente a un 2,9%, que se explican por:

> Mayores compras de energía por US$ 75 millones, que se explican fundamentalmente por mayores compras físicas equivalentes a +171 GWh.

> Menores gastos de transporte por US$ 47 millones, explicado 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 costos por consumo de combustible por US$ 40 millones, explicado principalmente por (i) un menor consumo de gas por US$ 58 millones, compensado por (ii) un mayor consumo de petróleo por US$ 8 millones y por (iii) un mayor costo por operaciones de cobertura de commodities por US$ 9 millones.

> Menores otros costos de aprovisionamientos y servicios por US$ 36 millones, explicado fundamentalmente por un menor costo de venta de gas.

Para el 3T de 2026, los costos por aprovisionamientos y servicios totalizaron US$ 556 millones, lo que representa una disminución de US$ 5 millones, equivalente a un 0,9%, respecto al mismo trimestre del período anterior el que alcanzó los US$ 561 millones. La variación se explica principalmente por:

> Mayores compras de energía por US$ 75 millones, que se explican fundamentalmente por un mayor costo asociado por un mayor precio medio de compra de energía, a pesar de existir menores compras físicas por (-340 GWh).

> Menores gastos de transporte por US$ 47 millones, explicado por 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 (i) un menor consumo de gas por US$ 44, compensado por (ii) un mayor consumo de petróleo por US$ 11 millones y por (iii) un mayor costo por operaciones de cobertura de commodities por US$ 5 millones.

> Menores otros costos de aprovisionamientos y servicios por US$ 4 millones, explicado principalmente por (i) un menor costo de venta de gas por US$ 2 millones, y por (ii) un menor gasto por impuesto de emisiones térmicas por US$ 2 millones.

Los gastos de personal (neto de trabajos para el inmovilizado) alcanzaron los US$ 35 millones al 30 de septiembre de 2026, lo que representa una disminución de US$ 4 millones respecto al ejercicio 2025 y se explica principalmente por (i) el Plan de salida anticipada de trabajadores por US$ 5 millones ejecutado durante el primer semestre de 2025, compensado por (ii) un mayor gasto por bonos y otros beneficios al personal por US$ 1 millón.

Para el 3T de 2026, los gastos de personal (neto de trabajos para el inmovilizado) disminuyeron en US$ 1 millón explicado principalmente por la menor dotación 2026 respecto al mismo período 2025.

Los otros gastos por naturaleza disminuyeron en US$ 3 millones, principalmente por un menor costo por servicios técnicos y de administración.

Para el 3T de 2026, los otros gastos por naturaleza disminuyeron en US$ 1 millón, que se explica principalmente por (i) un menor costo por servicios técnicos y de administración por US$ 4 millones, compensado por (ii) un mayor costo por servicios de mantención y reparación por US$ 3 millones.

A continuación, se muestra los ingresos, costos y resultados de explotación al 30 de septiembre de 2026 y 2025:

Cifras Acumuladas (en millones de US$)

	sep-26			sep-25		
	Ingresos Operacionales	Costos Operacionales	Resultado de Explotación	Ingresos Operacionales	Costos Operacionales	Resultado de Explotación
Enel Generación Chile S.A.	2.233	(1.786)	446	2.278	(1.870)	408
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	120	(19)	101	155	(19)	136
Ajustes de consolidación subsidiaria	(31)	31	(0)	(44)	44	-
Total Consolidado	**2.322**	**(1.774)**	**547**	**2.389**	**(1.845)**	**544**

Cifras Trimestrales (en millones de US$)

	sep-26			sep-25		
	Ingresos Operacionales	Costos Operacionales	Resultado de Explotación	Ingresos Operacionales	Costos Operacionales	Resultado de Explotación
Enel Generación Chile S.A.	749	(630)	119	790	(636)	154
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	46	(6)	40	51	(7)	44
Ajustes de consolidación subsidiaria	(11)	11	(0)	(16)	16	-
Total Consolidado	**783**	**(625)**	**158**	**825**	**(627)**	**198**

La venta de energía de Enel Generación Chile y su subsidiaria, para los períodos terminados al 30 de septiembre de 2026 y 2025, se muestran a continuación:

	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
(en millones de US$)	sep-26	sep-25	Variación	Var %	sep-26	sep-25	Variación	Var %
Clientes Regulados	805	802	3	0,4%	290	252	38	14,9%
Clientes no Regulados	1.169	1.099	70	6,3%	436	387	49	12,6%
Ventas de Mercado Spot	26	191	(165)	(86,3%)	(17)	69	(86)	(124,7%)
Total Venta de Energía	**2.000**	**2.092**	**(92)**	(4,4%)	**708**	**709**	-	-

DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y DETERIORO

A continuación, se muestra por empresa, un resumen del EBITDA, Gastos por Depreciación, Amortización y Deterioro, y EBIT para el Grupo Enel Generación Chile, en términos acumulados y trimestrales al 30 de septiembre de 2026 y 2025:

	Cifras Acumuladas					
	Sep.-26			Sep.-25		
Empresa (en millones de US$)	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
Enel Generación Chile	485	39	446	462	54	408
Pehuenche	106	5	101	141	5	136
Total Consolidados Enel Generación Chile	**591**	**44**	**547**	**603**	**59**	**544**

	Cifras Trimestrales					
	3T2026			3T2025		
Empresa (en millones de US$)	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
Enel Generación Chile	147	28	119	176	23	154
Pehuenche	41	2	39	46	2	44
Total Consolidados Enel Generación Chile	**188**	**30**	**158**	**223**	**25**	**198**

La depreciación, amortización y deterioro ascendió a US$ 44 millones, por el período terminado al 30 de septiembre de 2026, disminuyendo en US$ 15 millones respecto a septiembre de 2025.

Esta variación se explica por (i) un mayor gasto por depreciación y amortización por US$ 17 millones, explicado principalmente por la entrada en operación de la central Los Cóndores, lo

que fue compensado por; (ii) el reverso de pérdidas por deterioro por US$ 32 millones, vinculados al proceso de venta de determinados activos relacionados con la unidad generadora a carbón Bocamina II, unidad que cesó sus operaciones y fue desconectada del Sistema Eléctrico Nacional el 30 de septiembre de 2022.

Respecto al 3T 2026, la depreciación, amortización y deterioro ascendió a US$ 30 millones, aumentando en US$ 5 millones respecto del mismo trimestre de 2025. Esta variación se explica principalmente por un mayor gasto por depreciación y amortización fundamentalmente por la entrada en operación de la Central Los Cóndores.

RESULTADO NO OPERACIONAL

A continuación, se presenta un resumen del resultado no operacional al 30 de septiembre de 2026 y 2025:

RESULTADOS NO OPERACIONALES (en millones de US$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	sep-26	sep-25	Variación	%	sep-26	sep-25	Variación	%
Ingresos financieros	23	30	(7)	(22,7%)	4	5	(2)	(31,1%)
Gastos financieros	(65)	(54)	(11)	19,5%	(25)	(18)	(7)	37,0%
Resultados por unidades de reajuste	1	10	(8)	(85,7%)	(1)	1	(2)	n.a.
Diferencia de cambio	(5)	(6)	1	n/a	11	(8)	20	n.a.
Total Resultado Financiero	**(45)**	**(20)**	**(25)**	**121,1%**	**(11)**	**(20)**	**10**	**(47,5%)**
Sociedades contabilizadas por método de participación	14	10	4	37,1%	**5**	**3**	**2**	**43,6%**
Total Otros Resultados Distintos de la Operación	**17**	**12**	**5**	**38,5%**	**7**	**5**	**2**	**36,9%**
Resultado Antes de Impuesto	**519**	**536**	**(17)**	**(3,1%)**	**155**	**183**	**(28)**	**(15,2%)**
Impuesto sobre Sociedades	(136)	(144)	7	**(5,2%)**	(40)	(49)	8	**(17,0%)**
Resultado del Período	**383**	**392**	**(9)**	**(2,3%)**	**115**	**134**	**(19)**	**(14,5%)**
Atribuible a los propietarios de la controladora	378	385	(7)	(1,9%)	113	132	(19)	(14,6%)
Atribuible a participaciones no controladoras	5	7	(2)	(26,3%)	2	2	(0)	(8,1%)

Resultado Financiero:

Al 30 de septiembre de 2026 el resultado financiero alcanzó una pérdida de US$ 45 millones, lo que representa una variación negativa de US$ 25 millones respecto al período anterior. Estos resultados están principalmente explicados por:

Menores ingresos financieros por US$ 7 millones, que se explican principalmente por menores intereses generados por cuentas por cobrar a compañías de Distribución Eléctrica por US$ 5 millones, producto de postergaciones en la fecha de emisión de los correspondientes decretos y menores ingresos financieros producto de intereses que genera la aplicación de la Ley de estabilización tarifaria por US$ 4 millones. Lo anterior compensado

con mayores intereses generados por los fondos invertidos a través del Contrato de Caja Centralizada con Enel Chile S.A por US$ 2 millones.

Durante el 3T de 2026, los ingresos financieros disminuyen en US$2 millones respecto a igual trimestre del periodo anterior, las principalmente variaciones se explican por menores ingresos financieros producto de intereses que genera la aplicación de la Ley de estabilización tarifaria por US$ 4 millones. Lo anterior compensado con mayores intereses generados por los fondos invertidos a través del Contrato de Caja Centralizada con Enel Chile S.A por US$ 2 millones.

Mayores gastos financieros por US$ 11 millones que se explican principalmente por una menor capitalización de intereses asociada al proyecto Los Cóndores por US$ 7 millones, por mayores costos financieros por acuerdos de optimización de calendario de pago con proveedores por US$ 7 millones. Lo anterior, compensado por menores gastos financieros por operaciones de venta y cesión de derechos de las cuentas por cobrar a clientes por venta de energía por US$ 1 millón y menores gastos y comisiones bancarias por US$ 2 millones.

Durante el 3T de 2026, los gastos financieros aumentaron en US$ 7 millones respecto a igual trimestre del período anterior, principalmente explicados por mayores costos financieros por acuerdos de optimización de calendario de pago con proveedores por US$ 7 millones.

Menor utilidad por unidades de reajuste por US$ 8 millones, principalmente explicada por una menor utilidad en impuestos por recuperar por US$ 6 millones y por mayores efectos negativos por reajuste de cuentas comerciales por cobrar por US$ 2 millones.

Durante el 3T de 2026, el resultado por unidades de reajustes tuvo una mayor pérdida de US$ 2 millones respecto a igual trimestre del período anterior, explicados principalmente una menor utilidad en los reajustes de impuestos por recuperar por US$ 2 millones.

Menor pérdida por diferencias de cambio por US$ 1 millón, explicada principalmente por una mayor diferencia de cambio positiva por deuda financiera e instrumentos derivados por US$ 18 millones. Lo anterior, compensado por una mayor pérdida neta asociadas a las cuentas por cobrar y pagar en moneda extranjera por US$ 11 millones y por actualización de impuestos por recuperar por US$ 6 millones.

Durante el 3T de 2026, el resultado por diferencia de cambio alcanzó a una utilidad de US$ 11 millones, equivalente una variación positiva de US$ 20 millones respecto al 3T 2025, explicada principalmente por una mayor diferencia de cambio positiva por deuda financiera e instrumentos derivados por US$ 24 millones y una mayor utilidad neta asociadas a las cuentas por cobrar y pagar en moneda extranjera por US$ 6 millones. Lo anterior, compensado por actualización de impuestos por recuperar por US$ 10 millones.

Otros resultados distintos de la operación:

Sociedades contabilizadas por método de participación

El resultado sobre sociedades contabilizadas por método de participación presentó una variación positiva por US$ 4 millones durante el período 2026, que corresponde a una mayor utilidad de nuestra asociada GNL Chile S.A.

Durante el 3T de 2026, el resultado sobre sociedades contabilizadas por método de participación tuvo una variación positiva de US$ 2 millones, y corresponde a una mayor utilidad de nuestra asociada GNL Chile S.A.

Impuesto sobre Sociedades

El Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades ascendió a US$ 136 millones de gasto, lo que representa un menor gasto de US$ 7 millones, respecto a igual período del año anterior. Esta variación se explica principalmente por un menor gasto por impuesto de US$ 5 millones, producto de un menor resultado operacional y de menores gastos por impuesto de US$ 3 millones, producto de un menor pago de impuesto corriente del año anterior.

Los Impuestos Sobre Sociedades del Trimestre ascendieron a US$ 40 millones de gasto, lo que representa un menor gasto de US$ 8 millones, respecto a igual período del año anterior. Esta variación se explica principalmente por menores gastos por impuestos de US$ 10 millones, producto de un menor resultado operacional.

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Los Activos Totales de la Compañía aumentaron en US$ 22 millones al 30 de septiembre de 2026, comparado con el total de activos al 31 de diciembre 2025.

ACTIVOS (en millones de US$)	sep-26	dic-25	Variación	Var %
Activos Corrientes	1.541	1.592	(51)	(3,2%)
Activos No Corrientes	3.050	2.976	73	2,5%
Total Activos	**4.590**	**4.569**	**22**	**0,5%**

Los Activos Corrientes presentaron una disminución de US$ 51 millones al 30 de septiembre de 2026, que se explica principalmente por; (i) disminución de cuentas por cobrar a empresas relacionadas por US$ 44 millones por cuentas por cobrar a Enel Distribución por venta de energía y US$ 49 millones de disminución de cuentas por cobrar a Enel Chile por menores saldos invertidos a través del Contrato de Caja Centralizada; (ii) disminución de US$ 62 millones de impuestos por recuperar producto de las recuperaciones del IVA crédito fiscal acumulado de años anteriores y; (iii) disminución de US$ 17 millones del rubro gastos pagados por anticipados por amortizaciones de activos por dicho concepto registrados al 31 de diciembre de 2025. Lo anterior parcialmente compensado por incrementos en (i) Saldos mantenidos en bancos por US$ 49 millones; (ii) mayor nivel de inversiones en depósitos a plazo por US$ 40 millones y; (iii) aumento de activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta por US$ 32 millones, y se explica por el proceso de venta de determinados activos relacionados con la unidad a carbón Bocamina II, proceso que presenta un importante avance al cierre del primer semestre de 2026. La citada unidad generadora cesó sus operaciones y fue desconectada del Sistema Eléctrico Nacional el 30 septiembre de 2022.

Los Activos No Corrientes se incrementaron en US$ 73 millones respecto del saldo al 31 de diciembre de 2025. Las variaciones de los principales rubros se describen como sigue; (i) incremento de activos en propiedad planta u equipo con adiciones por nuevos elementos de activo fijo por US$ 106 y; (ii) incremento por nuevos contratos de arrendamientos en el rubro derechos de uso por US$ 45 millones. Lo anterior parcialmente compensado por las depreciaciones y amortizaciones de propiedad planta y equipos por US$ 64 millones y derechos de uso por US$ 7 millones.

Los Pasivos Totales de la Compañía, al 30 de septiembre de 2026, incluido el Patrimonio, aumentaron en US$ 22 millones comparado con el total de pasivos y patrimonio al 31 de diciembre de 2025.

PASIVOS Y PATRIMONIO (en millones de US$)	sep-26	dic-25	Variación	Var %
Pasivo Corriente	1.254	1.133	121	10,7%
Pasivo No corriente	392	650	(259)	(39,8%)
Patrimonio Total	2.944	2.785	159	5,7%
Atribuible a los propietarios de la controladora	2.934	2.774	160	5,8%
Participaciones no controladoras	10	11	(1)	(11,0%)
Total Patrimonio y Pasivos	**4.590**	**4.569**	**22**	**0,5%**

Los Pasivos Corrientes presentaron un aumento de US$ 121 millones y las variaciones de los principales rubros se resumen como sigue; (i) incrementos de obligaciones con el público por US$ 234 millones por traspasos de desde pasivos financieros no corrientes a corrientes de acuerdo a su vencimiento; (ii) incremento de US$ 35 millones por nuevos contratos de arrendamientos; (iii) incrementos en cuentas por pagar a empresas relacionadas por US$ 18 millones a Enel Trading SpA por cuentas por pagar por derivados y commodities y US$ 20 millones de mayores cuentas por pagar a GNL Chile por compras de gas. Lo anterior parcialmente compensado por; (i) menores cuentas por pagar a Enel Chile por el pago de dividendos por US$ 152 millones y; (ii) pagos de intereses por vencimientos de cuotas de obligaciones con el público por US$ 26 millones.

Los Pasivos No Corrientes presentan una disminución de US$ 259 millones al 30 de septiembre de 2026, y se explica principalmente por lo siguiente; (i) disminución por obligaciones con el público por US$ 234 millones por traspasos de pasivos no corrientes a corrientes de acuerdo con su vencimiento; (ii) disminución de provisiones por US$ 13 millones y; (iii) amortización de ingresos percibidos por adelantado por US$ 14 millones.

El Patrimonio Total tuvo un incremento de US$ 159 millones al 30 de septiembre de 2026, y se explica principalmente por lo siguiente; incremento por las utilidades del período por US$ 383 millones, compensadas parcialmente por la disminución registrada por el pago de dividendos por US$ 223 millones.

Evolución de los principales indicadores financieros

	INDICADOR FINANCIERO	UNIDAD	sep-26	dic-25	sep-25	Variación	Variación %
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	1,23	1,41		(0,18)	(12,8%)
	Razón Ácida (2)	Veces	1,20	1,36		(0,16)	(11,8%)
	Capital de Trabajo	MMUS$	286	459		(173)	(37,6%)
Endeudamiento	Razón de endeudamiento (3)	Veces	0,56	0,64		(0,08)	(12,5%)
	Deuda Corto Plazo (4)	%	76,2%	63,5%		12,7 p.p.	20,0%
	Deuda Largo Plazo (5)	%	23,8%	36,5%		(12,7 p.p.)	(34,8%)
	Cobertura Costos Financieros (6)	Veces	8,63		12,06	(3,43)	(28,4%)
Rentabilidad	Resultado explotación/Ingreso explotación	%	23,6%		22,8%	0,8 p.p	3,4%
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE) (7)	%	18,7%		15,2%	3,5 p.p.	23,3%
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA) (8)	%	11,9%		9,5%	2,4 p.p	24,9%

(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 30 de septiembre de 2026 y (ii) el promedio entre el patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora al inicio del período y al fin del período
(8) Corresponde a la razón entre (i) resultado total del período por 12 meses móviles al 30 de septiembre de 2026 y (ii) el promedio del total de activos al inicio del período y al fin del período.

> **La liquidez corriente** al 30 de septiembre de 2026 alcanzó 1,23 veces, presentando una disminución de 12,8% respecto a diciembre de 2025. Esta disminución se debe principalmente a un incremento en los otros pasivos financieros corrientes.

> **La razón ácida** al 30 de septiembre de 2026 alcanzó 1,20 veces, presentando una disminución de 11,8% con respecto al 31 de diciembre de 2025. Esta disminución se debe principalmente a un incremento en los otros pasivos financieros corrientes.

> **El capital de trabajo** al 30 de septiembre de 2026 fue de US$ 286 millones, presentando una disminución de US$ 173 millones respecto a diciembre de 2025, principalmente por el incremento de otros pasivos financieros corrientes.

> **La razón de endeudamiento** se sitúa en 0,56 veces, un 12,5% menor a diciembre de 2025. Esta disminución se explica principalmente por el incremento patrimonial por las utilidades del período, manteniendo un equilibrio entre los pasivos corrientes y no corrientes.

- **La cobertura de costos financieros** al 30 de septiembre de 2026 fue de 8,63 veces, lo que indica la capacidad de cubrir los gastos financieros con el EBITDA generado en el período. Este índice presentó una disminución de un 28,4% explicado principalmente por; (i) un incremento en el gasto financiero neto y; (ii) en el período de nueve meses terminado al 30 de septiembre de 2025, los costos financieros por obligaciones financieras se veían reducidos por resultados por unidades de reajuste situación que no ocurre durante el mismo período terminado al 30 de septiembre de 2026.

- **El índice de rentabilidad** alcanzó un 23,6% superior en 80 puntos base a la rentabilidad del 22,8% alcanzado en el período de nueve meses terminado al 30 de septiembre de 2025, este incremento se debe principalmente a la operación de optimización de gas perfeccionada durante el primer trimestre de 2026.

- **La rentabilidad del patrimonio** de los propietarios de la controladora alcanzó un 18,7% superior en 350 puntos base a la rentabilidad sobre el patrimonio alcanzada en los primeros nueve meses de 2025, fundamentalmente por los menores resultados obtenidos en el período móvil de 12 meses del año anterior.

- **La rentabilidad de los activos** alcanzó un 11,9% superior en 240 puntos base a la rentabilidad del 9,5% alcanzada al 30 de septiembre de 2025. Esta variación se debe fundamentalmente por; i) por los menores resultados obtenidos en el período móvil de 12 meses del año anterior y; ii) una disminución en el período actual del total de activos principalmente por reducción e las cuentas por cobrar comerciales.

3. PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO

El Grupo Enel Generación Chile generó un flujo de efectivo positivo de US$ 75 millones por el período terminado al 30 de septiembre de 2026, lo que representa una variación positiva de US$ 173 millones con respecto al mismo período del año anterior. Las principales variables por flujos de actividades de la operación, inversión y financiamiento, que explican este incremento en los flujos de efectivo, se describen a continuación:

FLUJOS DE EFECTIVO (en millones de US$)	sep-26	sep-25	Variación	Var %
Flujo de Operación	580	536	44	8,2%
Flujo de Inversión	(67)	(85)	17	(20,5%)
Flujo de Financiamiento	(438)	(549)	111	(20,3%)
Flujo neto del período	**75**	**(98)**	**173**	**(176,7%)**

Las actividades de operación generaron un flujo positivo de US$ 580 millones, lo que representa un aumento de US$ 44 millones respecto al 30 de septiembre de 2025. Este flujo está compuesto por cobros por venta de bienes y prestación de servicios por US$ 3.140 millones, compensado en parte por pagos a proveedores por suministro de bienes y servicios por US$ 2.303 millones, por pagos a y por cuenta de los empleados por US$ 28 millones, por pagos de impuestos por US$ 164 millones y otros pagos por actividades de operación por US$ 65 millones.

Las actividades de inversión generaron un flujo negativo de US$ 67 millones, que se explica por incorporaciones de propiedades, planta y equipo e intangibles por US$ 143 millones, las cuales se compensan parcialmente por fondos recibidos por US$ 49 millones mediante el Contrato de Caja Centralizada con Enel Chile, cobro de intereses por US$ 18 millones y cobros por venta de activos fijos por US$ 7 millones y recepción de dividendos por US$ 2 millones.

Las actividades de financiamiento generaron un flujo negativo de US$ 438 millones. Este flujo está originado principalmente por dividendos pagados por US$ 387 millones, intereses pagados por US$ 34 millones, pago por amortizaciones de bonos locales por US$ 25 millones, lo que se compensa con la recepción de otras fuentes de financiamiento por US$ 8 millones.

A continuación, se presentan los desembolsos por incorporación de Propiedades, Planta y Equipo y su depreciación, para los períodos terminados al 30 de septiembre de 2026 y 2025:

	Información Propiedades, Planta y Equipo (en millones de US$)			
	Desembolsos por incorporación de Propiedades, Planta y Equipo		Depreciación	
EMPRESA	sep-26	sep-25	sep-26	sep-25
Enel Generación Chile	139	158	71	53
Pehuenche	3	3	5	5
Total Consolidado	**142**	**161**	**76**	**58**

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

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

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

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

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

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

Para ver mayores antecedentes de los riesgos cubiertos, ver nota 22 de los estados financieros de Enel Generación Chile S.A. al 30 de septiembre de 2026.

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

La plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio) generada en la consolidación representa el exceso del costo de adquisición sobre la participación del Grupo en el valor razonable de los activos y pasivos, incluyendo los pasivos contingentes y la participación no controladora identificables de una sociedad subsidiaria en la fecha de adquisición. La plusvalía no se amortiza, sino que al cierre de cada ejercicio contable se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al oportuno ajuste por deterioro (Ver Nota 4.b de los Estados Financieros consolidados intermedios).

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

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

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

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 y N°4 de los Estados Financieros consolidados intermedios.