

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS ENEL CHILE Y SUBSIDIARIAS 30 DE SEPTIEMBRE DE 2026

Esta hoja se encuentra deliberadamente sin contenido

CONTENIDO

I. ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS INTERMEDIOS, CLASIFICADOS
ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS INTERMEDIOS, POR NATURALEZA
ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO CONSOLIDADOS INTERMEDIOS
ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADOS INTERMEDIOS, MÉTODO DIRECTO

II. NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

	en miles	**Descripciones**
US$	MUS$	Dólar Estadounidense
CLP	M$	Peso chileno
EUR	M€	Euro
ARS	MARS	Peso argentino
BRL	MBRL	Real brasileño
COP	MCOP	Peso colombiano
UF		Unidad de Fomento
UTM		Unidad Tributaria Mensual
UTA		Unidad Tributaria Anual

ENEL CHILE S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Situación Financiera Consolidados intermedios, Clasificados al 30 de septiembre de 2026 (no auditado) y 31 de diciembre de 2025

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

ACTIVOS	Nota	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes al efectivo	7	371.135	461.924
Otros activos financieros corrientes	8	2.589	982
Otros activos no financieros corrientes	9.a	78.886	172.555
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	10	1.224.527	1.386.241
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	11	60.424	61.811
Inventarios corrientes	12	67.726	68.121
Activos por impuestos corrientes	13	7.578	87.453
Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		**1.812.865**	**2.239.087**
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		32.098	-
Activos corrientes totales	*[Subtotal]*	**1.844.963**	**2.239.087**
Activos no corrientes			
Otros activos financieros no corrientes	8	25.699	24.070
Otros activos no financieros no corrientes	9.a	10.426	14.486
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	10	1.096.944	1.105.384
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	14	58.393	46.468
Activos intangibles distintos de la plusvalía	15	277.892	292.790
Plusvalía	16	894.651	902.193
Propiedades, planta y equipo	17	7.915.858	7.763.436
Propiedad de inversión		7.647	7.930
Activos por derecho de uso	18	385.128	379.863
Activos por impuestos diferidos	19.b	133.646	127.952
Activos no corrientes totales	*[Subtotal]*	**10.806.284**	**10.664.572**
TOTAL ACTIVOS		**12.651.247**	**12.903.659**

ENEL CHILE S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Situación Financiera Consolidados intermedios, Clasificados al 30 de septiembre de 2026 (no auditado) y 31 de diciembre de 2025

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Pasivos corrientes			
Otros pasivos financieros corrientes	20	534.497	322.082
Pasivos por arrendamientos corrientes	21	70.019	41.518
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	24	1.361.975	1.533.475
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	11	313.643	371.919
Otras provisiones corrientes	25	30.289	30.702
Pasivos por impuestos corrientes	13	8.695	110.030
Otros pasivos no financieros corrientes	9.b	67.490	63.610
Pasivos corrientes totales	*[Subtotal]*	**2.386.608**	**2.473.336**
Pasivos no corrientes			
Otros pasivos financieros no corrientes	20	1.915.730	2.170.328
Pasivos por arrendamientos no corrientes	21	367.453	368.679
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	24	985.247	985.569
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	11	778.653	861.531
Otras provisiones no corrientes	25	198.603	214.175
Pasivo por impuestos diferidos	19.b	202.382	200.452
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	26	60.304	64.058
Otros pasivos no financieros no corrientes	9.b	1.203	16.024
Pasivos no corrientes totales	*[Subtotal]*	**4.509.575**	**4.880.816**
TOTAL PASIVOS		**6.896.183**	**7.354.152**
PATRIMONIO			
Capital emitido y pagado	27.1	3.895.895	3.895.895
Ganancias acumuladas		3.293.156	3.011.147
Otras reservas	27.5	(1.816.559)	(1.731.173)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	*[Subtotal]*	**5.372.492**	**5.175.869**
Participaciones no controladoras	27.6	**382.572**	**373.638**
PATRIMONIO TOTAL		**5.755.064**	**5.549.507**
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		**12.651.247**	**12.903.659**

ENEL CHILE S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Resultados Integrales Consolidados intermedios, por Naturaleza
Por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2026 y 2025 (no auditados)

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

ESTADOS DE RESULTADOS	Nota	2026	2025	julio - septiembre 2026	julio - septiembre 2025
Ingresos de actividades ordinarias	28	3.260.180	3.372.610	1.183.231	1.145.082
Otros ingresos, por naturaleza	28	220.043	106.669	28.566	55.336
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza	*[Subtotal]*	**3.480.223**	**3.479.279**	**1.211.797**	**1.200.418**
Materias primas y consumibles utilizados	29	(2.146.321)	(2.151.289)	(772.112)	(742.836)
Margen de Contribución	*[Subtotal]*	**1.333.902**	**1.327.990**	**439.685**	**457.582**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	17.b.2	28.884	24.885	9.511	8.404
Gastos por beneficios a los empleados	30	(127.603)	(134.030)	(43.170)	(43.506)
Gasto por depreciación y amortización	31.a	(303.393)	(274.760)	(105.251)	(100.465)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas sobre activos no financieros	31.b	32.098	(35.458)	-	(6.059)
Pérdidas por deterioro de valor (ganancias por deterioro de valor y reversión de pérdidas por deterioro de valor) determinadas de acuerdo con la NIIF 9 sobre activos financieros	31.b	(26.911)	(27.626)	(9.618)	(9.717)
Otros gastos por naturaleza	32	(214.588)	(215.099)	(74.343)	(77.649)
Resultado de Explotación	*[Subtotal]*	**722.389**	**665.902**	**216.814**	**228.590**
Otras ganancias (pérdidas)	33	3.197	2.202	2.428	1.942
Ingresos financieros	34	31.773	39.774	3.666	11.631
Costos financieros	34	(198.965)	(196.744)	(67.077)	(66.511)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	14	14.045	10.226	4.848	3.432
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	34	(16.290)	(10.894)	4.090	(18.057)
Resultado por unidades de reajuste	34	4.614	10.751	1.418	(172)
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	*[Subtotal]*	**560.763**	**521.217**	**166.187**	**160.855**
Ingreso (gasto) por impuestos a las ganancias	19.a	(140.667)	(136.687)	(42.989)	(43.746)
GANANCIA (PÉRDIDA)	*[Subtotal]*	**420.096**	**384.530**	**123.198**	**117.109**
Ganancia (pérdida) atribuible a					
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		389.534	351.810	117.594	106.175
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	27.6	30.562	32.720	9.653	10.934
GANANCIA (PÉRDIDA)		**420.096**	**384.530**	**127.247**	**117.109**
Ganancia por acción básica					
Ganancia (pérdida) por acción básica	USD / acción	0,00563	0,00509	0,00170	0,00154
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	miles	69.166.557	69.166.557	69.166.557	69.166.557
Ganancias por acción diluidas					
Ganancias (pérdida) diluida por acción	USD / acción	0,00563	0,00509	0,00170	0,00154
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	miles	69.166.557	69.166.557	69.166.557	69.166.557

ENEL CHILE S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Resultados Integrales Consolidados intermedios, por Naturaleza (continuación)
Por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2026 y 2025 (no auditados)

Miles de dólares estadounidenses - MUS$				julio - septiembre	
ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	2026	2025	2026	2025
Ganancia (Pérdida)		**420.096**	**384.530**	**127.247**	**117.109**
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos					
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio por conversión		(105.269)	27.260	(84.106)	(24.587)
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		23.539	(15.570)	3.608	(9.291)
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados		182	173	62	58
Otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período	*[Subtotal]*	**(81.548)**	**11.863**	**(80.436)**	**(33.820)**
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	*[Subtotal]*	**(81.548)**	**11.863**	**(80.436)**	**(33.820)**
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período					
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		(6.405)	4.157	(991)	2.493
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período	*[Subtotal]*	**(6.405)**	**4.157**	**(991)**	**2.493**
Total otro resultado integral		**(87.953)**	**16.020**	**(81.427)**	**(31.327)**
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		**332.143**	**400.550**	**45.820**	**85.782**
Resultado integral atribuible a					
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		302.666	368.089	37.794	75.568
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		29.477	32.461	8.026	10.214
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		**332.143**	**400.550**	**45.820**	**85.782**

ENEL CHILE S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidados Intermedios

Por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2026 y 2025 (no auditados)

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido y pagado (1)	Cambios en Otras Reservas						Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras (4)	Total Patrimonio Neto
		Reservas por diferencias de cambio por conversión (2)	Reservas de coberturas de flujo de efectivo	Reservas de ganancias o pérdidas sobre activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	Otro resultado integral acumulado	Otras reservas varias	Otras reservas (3)				
Saldo inicial al 01.01.2025	3.895.895	455.098	4.730	2	459.830	(2.260.856)	(1.801.026)	2.881.546	4.976.415	368.887	5.345.302
Cambios en patrimonio											
Resultado Integral											
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	351.810	351.810	32.720	384.530
Otro resultado integral	-	27.127	(10.848)	-	16.279	-	16.279	-	16.279	(259)	16.020
Resultado integral	**-**	**27.127**	**(10.848)**	**-**	**16.279**	**-**	**16.279**	**351.810**	**368.089**	**32.461**	**400.550**
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	(246.477)	(246.477)	(30.043)	(276.520)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	-	1.320	1.320	-	1.320	91	1.411
Total de cambios en patrimonio	-	27.127	(10.848)	-	16.279	1.320	17.599	105.333	122.932	2.509	125.441
Saldo final al 30.09.2025	**3.895.895**	**482.225**	**(6.118)**	**2**	**476.109**	**(2.259.536)**	**(1.783.427)**	**2.986.879**	**5.099.347**	**371.396**	**5.470.743**
Saldo inicial al 01.01.2026	**3.895.895**	**530.321**	**(2.415)**	**2**	**527.908**	**(2.259.081)**	**(1.731.173)**	**3.011.147**	**5.175.869**	**373.638**	**5.549.507**
Cambios en patrimonio											
Resultado Integral											
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	389.534	389.534	30.562	420.096
Otro resultado integral	-	(103.823)	16.955	-	(86.868)	-	(86.868)	-	(86.868)	(1.085)	(87.953)
Resultado integral	**-**	**(103.823)**	**16.955**	**-**	**(86.868)**	**-**	**(86.868)**	**389.534**	**302.666**	**29.477**	**332.143**
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	(107.525)	(107.525)	(20.666)	(128.191)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	-	1.482	1.482	-	1.482	123	1.605
Total de cambios en patrimonio	-	(103.823)	16.955	-	(86.868)	1.482	(85.386)	282.009	196.623	8.934	205.557
Saldo final al 30.09.2026	**3.895.895**	**426.498**	**14.540**	**2**	**441.040**	**(2.257.599)**	**(1.816.559)**	**3.293.156**	**5.372.492**	**382.572**	**5.755.064**

(1) Ver Nota 27.1

(2) Ver Nota 27.3

(3) Ver Nota 27.5

(4) Ver Nota 27.6

ENEL CHILE S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Flujos de Efectivo Consolidados intermedios, Método Directo
Por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2026 y 2025 (no auditados)

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	2026	2025
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		5.296.999	5.242.937
Cobros derivados de arrendamiento y posterior venta de esos activos		22.105	11.779
Otros cobros por actividades de operación		4.052	3.417
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(4.038.070)	(3.929.717)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(79.134)	(103.108)
Otros pagos por actividades de operación	7.c)	(151.142)	(124.153)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en operaciones)		1.054.810	1.101.155
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(189.071)	(229.466)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(6.771)	(7.191)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		**858.968**	**864.498**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		7.108	2.667
Compras de propiedades, planta y equipo		(405.244)	(360.990)
Compras de activos intangibles		(8.923)	(5.307)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		(83.397)	(403)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		13.217	1.182
Dividendos recibidos		2.207	1.001
Intereses recibidos		7.411	9.464
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		**(467.621)**	**(352.386)**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de préstamos de largo plazo	7.d)	275.000	190.000
Importes procedentes de préstamos de corto plazo	7.d)	44.888	-
Reembolsos de préstamos	7.d)	(311.925)	(163.160)
Pagos de pasivos por arrendamientos	7.d)	(29.685)	(21.293)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas	7.d)	(80.547)	(80.546)
Dividendos pagados		(300.062)	(348.018)
Intereses pagados	7.d)	(98.663)	(104.629)
Otras entradas (salidas) de efectivo	7.d)	(827)	(2.874)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		**(501.821)**	**(530.520)**
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		**(110.474)**	**(18.408)**
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo			
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		19.685	6.949
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		**(90.789)**	**(11.459)**
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	7	461.924	384.761
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	7	**371.135**	**373.302**

Notas a los Estados Financieros Consolidados Intermedios

1. Información general ... 12
2. Bases de presentación de los estados financieros consolidados intermedios ... 13
2.1. Bases de preparación ... 13
2.2. Nuevos pronunciamientos contables ... 13
2.3. Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas ... 18
2.4. Sociedades subsidiarias ... 19
2.5. Entidades asociadas ... 20
2.6. Acuerdos conjuntos ... 20
2.7. Principios de consolidación y combinaciones de negocio ... 21
2.8. Moneda Funcional ... 23
2.9. Conversión de estados financieros denominados en moneda extranjera ... 23
3. Cambio de moneda funcional y moneda de presentación ... 24
4. Políticas contables aplicadas ... 25
a) **Propiedades, planta y equipo** ... 25
b) **Propiedad de inversión** ... 26
c) **Plusvalía** ... 27
d) **Activos intangibles distintos de la plusvalía** ... 27
d.1) Costos de investigación y desarrollo ... 28
d.2) Otros activos intangibles ... 28
e) **Deterioro del valor de los activos no financieros** ... 28
f) **Arrendamientos** ... 30
f.1) Arrendatario ... 30
f.2) Arrendador ... 31
g) **Instrumentos financieros** ... 32
g.1) Activos financieros no derivados ... 32
g.2) Efectivo y equivalentes al efectivo ... 33
g.3) Deterioro de valor de los activos financieros ... 33
g.4) Pasivos financieros excepto derivados ... 35
g.5) Derivados y operaciones de cobertura ... 35
g.6) Baja de activos y pasivos financieros ... 36
g.7) Compensación de activos y pasivos financieros ... 37
g.8) Contratos de garantías financieras ... 37
h) **Medición del valor razonable** ... 37
i) **Inversiones contabilizadas por el método de participación** ... 38
j) **Inventarios** ... 39
k) **Activos no corrientes (o grupo de activos para su disposición) mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios y operaciones discontinuadas.** ... 39
l) **Acciones propias en cartera** ... 40
m) **Provisiones** ... 40
m.1) Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares ... 41
n) **Conversión de saldos en moneda extranjera** ... 41
o) **Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes** ... 41
p) **Impuesto a las ganancias** ... 41
q) **Reconocimiento de ingresos y gastos** ... 42
r) **Ganancia (pérdida) por acción** ... 44
s) **Dividendos** ... 45
t) **Gastos de emisión y colocación de acciones** ... 45
u) **Estado de flujos de efectivo** ... 46
v) **Reclasificación** ... 46
5. Regulación sectorial y funcionamiento del sistema eléctrico ... 47
5.1. Descripción general y estructura de la industria ... 47
5.2. Marco Regulatorio ... 49
5.2.1. Principales autoridades reguladoras ... 49
5.2.2. Remuneración y tarifas ... 50
5.2.3. Normativa ambiental ... 51
5.2.4. Temas Regulatorios ... 52
6. Activos no corrientes o grupos de activos mantenidos para la venta ... 54
6.1. Proceso de venta de activos vinculados a unidades generadoras a carbón ... 54
7. Efectivo y equivalentes al efectivo ... 55
8. Otros activos financieros ... 57
9. Otros activos y pasivos no financieros ... 57
10. Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar ... 58
11. Saldos y transacciones con partes relacionadas ... 63
11.1. Saldos y transacciones con entidades relacionadas ... 63
a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas ... 63
b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas ... 64
c) Transacciones significativas y sus efectos en resultados: ... 64
d) Flujos futuros de deuda no descontados ... 65
e) Transacciones significativas ... 65
11.2. Directorio y personal clave de la gerencia ... 66
11.3. Retribución del Personal clave de la gerencia ... 68
11.4. Planes de incentivo al personal clave de la gerencia ... 68

11.5. Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción ... 69
12. Inventarios ... 70
13. Activos y pasivos por impuestos ... 70
14. Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación ... 71
14.1. Inversiones contabilizadas por el método de participación ... 71
14.2. Información financiera adicional de las inversiones en asociadas ... 72
14.3. Negocios conjuntos ... 73
15. Activos intangibles distintos de la plusvalía ... 74
16. Plusvalía ... 76
17. Propiedades, planta y equipo ... 78
18. Activos por derecho de uso ... 83
19. Impuestos a las ganancias e impuestos diferidos ... 84
a) Impuestos a las ganancias ... 84
b) Impuestos diferidos ... 85
20. Otros pasivos financieros ... 87
20.1. Préstamos que devengan intereses ... 87
20.2. Obligaciones con el Público No Garantizadas ... 90
20.3. Pasivos financieros con características contingentes a Objetivo de Sostenibilidad ... 92
20.4. Otros aspectos ... 92
20.5. Flujos futuros de deuda no descontados ... 93
21. Pasivos por arrendamientos ... 93
21.1. Individualización de Pasivos por Arrendamientos ... 94
21.2. Flujos futuros de deuda no descontados. ... 96
22. Política de gestión de riesgos ... 97
22.1. Riesgo de tasa de interés ... 97
22.2. Riesgo de tipo de cambio ... 98
22.3. Riesgo de commodities ... 98
22.4. Riesgo de liquidez ... 99
22.5. Riesgo de crédito ... 99
22.6. Medición del riesgo ... 100
23. Instrumentos financieros ... 101
23.1. Clasificación de instrumentos financieros por naturaleza y categoría ... 101
23.2. Instrumentos derivados ... 102
23.3. Jerarquías del valor razonable ... 105
24. Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar ... 106
25. Provisiones ... 106
26. Obligaciones por beneficios post empleo ... 108
26.1. Aspectos generales ... 108
26.2. Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros ... 108
26.3. Otras revelaciones ... 109
27. Patrimonio ... 110
27.1. Capital suscrito y pagado y número de acciones ... 110
27.2. Dividendos ... 110
27.3. Reservas por diferencias de conversión ... 110
27.4. Restricciones a la disposición de fondos de las entidades consolidadas ... 110
27.5. Otras Reservas ... 111
27.6. Participaciones no controladoras ... 112
28. Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos ... 113
29. Materias primas y consumibles utilizados ... 114
30. Gastos por beneficios a los empleados ... 114
31. Gasto por depreciación, amortización y pérdida por deterioro de propiedades planta y equipos y activos financieros de acuerdo a NIIF 9 ... 114
32. Otros gastos por naturaleza ... 115
33. Otras ganancias (pérdidas) ... 115
34. Resultado financiero ... 116
35. Información por segmento ... 118
35.1. Criterios de segmentación ... 118
35.2. Información financiera por línea de negocio ... 120
36. Garantías comprometidas con terceros, otros activos y pasivos contingentes y otros compromisos ... 122
36.1. Garantías directas ... 122
36.2. Garantías indirectas ... 122
36.3. Litigios y arbitrajes ... 123
36.4. Restricciones financieras ... 126
36.5. Otras informaciones ... 129
37. Dotación ... 129
38. Sanciones ... 129
39. Medio ambiente ... 131
40. Información financiera resumida de entidades consolidadas ... 133
41. Hechos posteriores ... 134
Anexo N°1 Detalle de activos y pasivos en moneda extranjera ... 135
Anexo N°2 información adicional oficio circular N°715 de 3 de febrero de 2012 ... 137
Anexo N°2.1 Información complementaria de cuentas comerciales ... 139
Anexo N°2.2 Estimaciones de ventas y compras de energía, potencia y peaje ... 141
Anexo N°3 Detalle vencimiento proveedores ... 142

1. Información general

Enel Chile S.A., (en adelante, la "Sociedad Matriz" o la "Sociedad") y sus entidades subsidiarias, integran el Grupo Enel Chile (en adelante "Enel Chile" o el "Grupo").

Enel Chile es una sociedad anónima abierta y tiene su domicilio social y oficinas principales en Roger de Flor 2725, Torre 2, Las Condes, Santiago de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita en el registro de valores de la Comisión para el Mercado Financiero de Chile, desde el 13 de abril de 2016 y en la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de Norteamérica desde el 31 de marzo de 2016. Adicionalmente, sus acciones transan en la Bolsa de Comercio de Santiago, en la Bolsa Electrónica de Chile y en la New York Stock Exchange desde el 21 de abril de 2016.

Enel Chile es subsidiaria de Enel S.p.A., entidad que posee, directa e indirectamente, una participación accionaria del 64,93%.

La Sociedad fue constituida inicialmente bajo la razón social de Enersis Chile S.A., el 22 de enero de 2016. La existencia de la compañía bajo su actual nombre, Enel Chile S.A., data del 4 de octubre de 2016, cuando se cambió su razón social mediante modificación de estatutos. Para efectos tributarios la sociedad opera bajo Rol Único Tributario 76.536.353-5.

Al 30 de septiembre de 2026 la dotación del Grupo alcanzó los 1.785 trabajadores. En promedio la dotación del Grupo durante el periodo de 2026 fue de 1.788 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores, por clase y ubicación geográfica, Ver Nota 37.

Enel Chile tiene como objeto realizar, en el país o en el extranjero la exploración, desarrollo, operación, generación, distribución, transmisión, transformación y/o venta de energía en cualquiera de sus formas o naturaleza, directamente o por intermedio de otras empresas, como así mismo, actividades en telecomunicaciones y la prestación de asesoramiento de ingeniería. Adicionalmente, también tiene como objeto invertir y administrar su inversión en sociedades subsidiarias y asociadas, que sean generadoras, transmisoras, distribuidoras o comercializadoras de energía eléctrica o cuyo giro corresponda a cualquiera de las siguientes:

i) La energía en cualquiera de sus formas o naturaleza,

ii) Al suministro de servicios públicos o que tengan como insumo principal la energía

iii) Las telecomunicaciones e informática, y

iv) Negocios de intermediación a través de internet.

2. Bases de presentación de los estados financieros consolidados intermedios

2.1. Bases de preparación

Los estados financieros consolidados intermedios de Enel Chile al 30 de septiembre de 2026, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 28 de octubre de 2026, han sido preparados de conformidad con NIC 34 Información Financiera Intermedia incorporada en las Normas de Contabilidad de las Normas Internacionales de Información Financiera (Normas de Contabilidad NIIF), emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (International Accounting Standards Board (IASB)).

Los presentes estados financieros consolidados intermedios reflejan fielmente la situación financiera de Enel Chile y subsidiarias al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025 y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los periodos de nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2026 y 2025, y sus correspondientes notas.

Estos estados financieros consolidados intermedios incluyen toda la información y revelaciones requeridas en un estado financiero anual.

Estos estados financieros consolidados intermedios se han preparado siguiendo el principio de empresa en marcha mediante la aplicación del método de costo, con excepción, de acuerdo a las Normas de Contabilidad NIIF, de aquellos activos y pasivos que se registran a valor razonable.

2.2. Nuevos pronunciamientos contables

a) Pronunciamientos contables adoptados por el Grupo a partir del 1 de enero de 2026

Enmiendas y Mejoras	Aplicación obligatoria para períodos anuales iniciados a partir del:
Enmiendas a NIIF 9 y NIIF 7: *Clasificación y Medición de Instrumentos Financieros*	1 de enero de 2026
Mejoras anuales a las Normas de Contabilidad NIIF (Volumen 11): - *NIIF 1 Adopción por primera vez de las NIIF* - *NIIF 7 Instrumentos Financieros: Información a Revelar* - *NIIF 9 Instrumentos Financieros* - *NIIF 10 Estados Financieros Consolidados* - *NIC 7 Estado de Flujos de Efectivo*	1 de enero de 2026
Enmiendas a NIIF 9 y NIIF 7: *Contratos que hacen referencia a electricidad dependiente de la naturaleza*	1 de enero de 2026

Enmiendas a NIIF 9 y NIIF 7 "Clasificación y Medición de Instrumentos Financieros"

El 30 de mayo de 2024, el IASB emitió enmiendas de alcance limitado a los requisitos de clasificación y medición de instrumentos financieros de la NIIF 9 Instrumentos Financieros y NIIF 7 Instrumentos Financieros: Información a Revelar. Estas modificaciones responden a los comentarios de la "Revisión posterior a la implementación" de las Normas de Contabilidad de 2022 y aclaran los requisitos en áreas donde las partes interesadas han planteado inquietudes o donde han surgido nuevos problemas desde que se emitió la NIIF 9.

Estas enmiendas abordan los siguientes temas:

- liquidación de pasivos financieros mediante un sistema de pago electrónico; y
- clasificación de los activos financieros, incluidos aquellos con características ASG (Ambiental, Social y Gobernanza).

El IASB también modificó los requisitos de divulgación relacionados con inversiones en instrumentos de patrimonio designados a valor razonable con cambios en otro resultado integral y agregó requisitos de divulgación para instrumentos financieros con características contingentes que no se relacionan directamente con los riesgos y costos básicos de los préstamos.

Estas enmiendas entraron en vigor para los períodos anuales que comiencen a contar de 1 de enero de 2026, de forma retroactiva.

La adopción de estas enmiendas implicó incluir una nueva revelación en los estados financieros consolidados del Grupo en la fecha de aplicación inicial, Ver Nota 20.3.

Mejoras anuales a las Normas de Contabilidad NIIF (Volumen 11)

El 18 de julio de 2024, el IASB emitió modificaciones limitadas a las Normas de Contabilidad NIIF y a la guía que las acompaña como parte de su mantenimiento regular de los Estándares. Las mejoras anuales se limitan a cambios que aclaran la redacción de una Norma de Contabilidad, corrigen consecuencias no deseadas relativamente menores o conflictos entre los requisitos de las Normas de Contabilidad.

Estas enmiendas incluyen aclaraciones, simplificaciones, correcciones y cambios destinados a mejorar la coherencia de las siguientes Normas:

- NIIF 1 Adopción por primera vez de las NIIF
- NIIF 7 Instrumentos Financieros: Información a Revelar
- NIIF 9 Instrumentos Financieros
- NIIF 10 Estados Financieros Consolidados
- NIC 7 Estado de Flujos de Efectivo

Estas enmiendas entraron en vigor para los períodos anuales que comiencen a contar de 1 de enero de 2026.

La adopción de estas enmiendas no generó impactos en los estados financieros consolidados del Grupo en la fecha de aplicación inicial.

Enmiendas a NIIF 9 y NIIF 7 "Contratos que hacen referencia a electricidad dependiente de la naturaleza"

El 18 de diciembre de 2024, el IASB emitió enmiendas a la NIIF 9 Instrumentos Financieros y NIIF 7 Instrumentos Financieros: Información a Revelar. Estas modificaciones tienen como propósito ayudar a las empresas a informar mejor en sus estados financieros sobre los efectos financieros de los contratos de electricidad dependientes de la naturaleza, que a menudo se estructuran como acuerdos de compra de energía.

Los contratos de electricidad dependientes de la naturaleza ayudan a las empresas a asegurar su suministro de electricidad a partir de fuentes como la energía eólica y solar. La cantidad de electricidad generada en virtud de estos contratos puede variar en función de factores incontrolables, como las condiciones climáticas. Los requisitos contables actuales pueden no reflejar adecuadamente cómo estos contratos afectan el desempeño de una empresa.

Las modificaciones se refieren a los requisitos de uso propio y a los requisitos de contabilidad de cobertura, junto con las revelaciones relacionadas.

Estas enmiendas entraron en vigor para los períodos anuales que comiencen a contar de 1 de enero de 2026.

La adopción de estas enmiendas no generó impactos en los estados financieros consolidados del Grupo en la fecha de aplicación inicial.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar de 1 de enero de 2027 y siguientes

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados intermedios, los siguientes pronunciamientos contables habían sido emitidos por el IASB, pero no eran de aplicación obligatoria:

Normas, Enmiendas y Mejoras	Aplicación obligatoria para períodos anuales iniciados a partir del:
NIIF 18: Presentación e Información a Revelar en los Estados Financieros	1 de enero de 2027
NIIF 19: Subsidiarias sin Responsabilidad Pública – Revelaciones	1 de enero de 2027
Enmiendas a NIC 21: Conversión a una moneda de presentación hiperinflacionaria	1 de enero de 2027
Enmienda a NIC 28: Modificaciones a la Opción de Valor Razonable para Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos	1 de enero de 2027
NIIF 20: Activos Regulatorios y Pasivos Regulatorios	1 de enero de 2029

NIIF 18 "Presentación e Información a Revelar en los Estados Financieros"

El 9 de abril de 2024, el IASB emitió la NIIF 18 Presentación e Información a Revelar en los Estados Financieros, con el objetivo de mejorar la transparencia y comparabilidad de la información sobre el desempeño financiero de las empresas, permitiendo así mejores decisiones de inversión. La nueva norma reemplaza a la NIC 1 Presentación de Estados Financieros.

La NIIF 18 introduce tres conjuntos de nuevos requerimientos para mejorar la presentación de información de las entidades sobre su desempeño financiero y brindar a los inversores una mejor base para analizar y comparar empresas:

- Mejora de la comparabilidad del estado de resultados. La Norma introduce tres categorías definidas de ingresos y gastos (operación, inversión y financiación) para mejorar la estructura del estado de resultados y exige la presentación de nuevos subtotales definidos, incluida la utilidad operativa. La estructura mejorada y los nuevos subtotales brindarán a los inversores un punto de partida consistente para analizar el desempeño de las empresas y facilitarán la comparación entre ellas.

- Mayor transparencia de las medidas de desempeño definidas por la administración. La Norma requiere que las empresas revelen explicaciones de aquellas medidas específicas que están relacionadas con el estado de resultados, denominadas "medidas de desempeño definidas por la administración". Los nuevos requisitos

mejorarán la transparencia de las medidas de desempeño definidas por la administración y las harán sujetas a auditoría.

- Agrupación más útil de la información en los estados financieros. La Norma establece directrices mejoradas sobre cómo organizar la información y si proporcionarla en los estados financieros principales o en las notas.

El nuevo estándar es aplicable para períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2027. Se permite su aplicación anticipada.

La Administración se encuentra evaluando el impacto potencial de la adopción de la NIIF 18 en los estados financieros consolidados del Grupo.

NIIF 19 "Subsidiarias sin Responsabilidad Pública - Revelaciones"

El 9 de mayo de 2024, el IASB emitió la NIIF 19 Subsidiarias sin responsabilidad pública: Revelaciones, cuyo objetivo es permitir a las subsidiarias elegibles optar por utilizar las Normas de Contabilidad NIIF con revelaciones reducidas. La nueva Norma busca reducir los costos de preparación de los estados financieros de las entidades subsidiarias, manteniendo la utilidad de la información para sus usuarios.

Las subsidiarias son elegibles para aplicar la NIIF 19 si no tienen responsabilidad pública y su matriz aplica las Normas de Contabilidad NIIF en sus estados financieros consolidados. Una subsidiaria no tiene responsabilidad pública si no tiene acciones o deuda cotizadas en una bolsa de valores y no posee activos en calidad de fiduciaria para un amplio grupo de personas externas. Las entidades que eligen aplicar la NIIF 19 todavía deben aplicar los requisitos de reconocimiento, medición y presentación de otras Normas de Contabilidad NIIF.

Una entidad puede optar por aplicar la NIIF 19 para períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2027. Se permite su aplicación anticipada.

La Administración ha determinado que la NIIF 19 no es aplicable a los estados financieros consolidados del Grupo, debido a que Enel Chile no cumple con los criterios de elegibilidad.

Enmienda a NIC 21 "Conversión a una moneda de presentación hiperinflacionaria"

El 13 de noviembre de 2025, el IASB emitió modificaciones a la NIC 21 Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio de la Moneda Extranjera, con el objetivo de aclarar algunas situaciones respecto a la conversión de estados financieros de economías hiperinflacionarias.

Estas modificaciones establecen criterios de conversión de estados financieros de entidades cuya moneda funcional sea de una economía no hiperinflacionaria a una moneda de presentación de economía hiperinflacionaria. También se aclara el método de conversión de entidades con monedas de presentación que dejan de ser de economía hiperinflacionaria y cuya moneda funcional sea de economía no hiperinflacionaria. Por último, establece un enfoque diferente cuando la moneda funcional y la moneda de presentación de una entidad son la moneda de una economía hiperinflacionaria y la entidad traduce los resultados y la situación financiera de una operación extranjera cuya moneda funcional es la de una economía no hiperinflacionaria.

Estas enmiendas entrarán en vigor para los períodos anuales que comiencen a contar de 1 de enero de 2027. Se permite su aplicación anticipada.

La Administración ha realizado una evaluación de impactos estimados de esta enmienda, concluyendo que su adopción no generará efectos en los estados financieros consolidados del Grupo en su fecha de aplicación inicial.

Enmienda a NIC 28 "Modificaciones a la Opción de Valor Razonable para Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos"

El 26 de junio de 2026, el IASB emitió modificaciones a la NIC 28 Inversiones en asociadas y negocios conjuntos, con el objetivo de aclarar (debido a la implementación de la NIIF 18) qué entidades pueden medir las inversiones utilizando el método del valor razonable, según lo establecido en la NIC 28.

Con esta enmienda, el IASB aclara que las "entidades similares, incluyendo los fondos de seguro ligados a inversiones" a las que se refiere la NIC 28 (los cuales establecen qué entidades tienen la opción de medir una inversión en una asociada o un negocio conjunto al valor razonable con cambios en resultados, de conformidad con la NIIF 9 "Instrumentos Financieros"), incluyen a aquellas cuya actividad empresarial principal es invertir en tipos particulares de activos, tal como se describe en la NIIF 18.

El IASB decidió no extender la opción del valor razonable a todas las entidades, ya que las modificaciones anteriores son suficientes para abordar la diversidad identificada en la práctica y se habría necesitado más tiempo para recopilar información sobre los posibles efectos que un cambio más exhaustivo podría haber tenido en la aplicación general de la NIC 28, lo cual no habría sido posible a tiempo para la aplicación inicial de la NIIF 18.

Una entidad aplicará las enmiendas propuestas al aplicar la NIIF 18, que establece los requisitos de transición que permiten a las empresas elegibles (según se especifica en la NIC 28) cambiar su elección del método de participación al método del valor razonable con cambios en resultados en la aplicación inicial. La NIIF 18 entra en vigor para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2027.

La Administración ha realizado una evaluación de impactos estimados de esta enmienda, concluyendo que su adopción no generará efectos en los estados financieros consolidados del Grupo en su fecha de aplicación inicial.

NIIF 20 "Activos Regulatorios y Pasivos Regulatorios"

El 27 de mayo de 2026, el IASB emitió la NIIF 20 Activos Regulatorios y Pasivos Regulatorios, cuyo objetivo es exigir que las entidades sujetas a un acuerdo regulatorio proporcionen información sobre sus activos, pasivos, ingresos y gastos regulatorios. Para ello, desarrolló un modelo contable que exige a las empresas sujetas a regulación de tarifas proporcionar información sobre sus derechos incrementales para añadir importes y sus obligaciones incrementales para deducir importes, al determinar las tarifas futuras que se cobrarán a los clientes por bienes o servicios ya suministrados.

El objetivo de la NIIF 20 es proporcionar información relevante que represente fielmente cómo los ingresos y gastos regulatorios afectan el desempeño financiero de una entidad y cómo los activos y pasivos regulatorios afectan su situación financiera.

Los activos regulatorios se definen en la NIIF 20 como derechos presentes exigibles para agregar un importe a las tarifas futuras. De manera similar, los pasivos regulatorios se definen como obligaciones presentes exigibles para deducir un importe de las tarifas futuras. Estos importes constituyen la compensación por bienes o servicios regulatorios ya suministrados, pero que aún no se han incluido en los ingresos de la entidad.

La entidad debe presentar sus ingresos o gastos regulatorios en el estado de resultados, y sus activos y pasivos regulatorios en el estado de situación financiera. Asimismo, debe revelar información adicional sobre los ingresos, gastos, activos y pasivos regulatorios.

La NIIF 20 es efectiva para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2029. Se permite su aplicación anticipada. Una entidad está obligada a aplicar la NIIF 20 a todos los activos regulatorios y a todos los pasivos regulatorios, ya sea de forma retrospectiva o utilizando un enfoque retrospectivo modificado que se explica en la norma.

La Administración se encuentra evaluando el impacto potencial de la adopción de la NIIF 20 en los estados financieros consolidados del Grupo.

2.3. Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas

La información contenida en estos estados financieros consolidados intermedios es responsabilidad del Directorio de Enel Chile, que manifiesta expresamente que se han aplicado en su totalidad los principios y criterios incluidos en las NIIF.

En la preparación de los estados financieros consolidados intermedios se han utilizado determinados juicios y estimaciones realizados por la Administración del Grupo para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos que figuran registrados en ellos.

La información incluida en los estados financieros consolidados intermedios se selecciona sobre la base de un análisis de materialidad realizado de acuerdo con los requisitos establecidos en la NIC 1 "Presentación de estados financieros" y el Documento de Práctica de las NIIF N°2 "Realización de juicios sobre materialidad o importancia relativa", y con base en las expectativas de los inversionistas.

Las áreas más importantes que han requerido un componente material de juicio profesional son las siguientes:

- Identificación de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE) para la realización de pruebas de deterioro (ver Nota 4.e).
- Nivel de jerarquía de los datos de entrada utilizados para valorar activos y pasivos medidos a valor razonable (ver Nota 4.h).
- Aplicación del modelo de reconocimiento de ingresos de actividades ordinarias previsto por la NIIF 15 (ver Nota 4.q).
- Determinación de la moneda funcional de Enel Chile y de cada una de sus subsidiarias (ver Nota 3).

Las estimaciones contables se refieren básicamente a:

- Las valoraciones realizadas para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de activos no financieros y plusvalías (ver Nota 4.e).
- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros (ver Notas 4.m.1 y 26).
- La vida útil de las propiedades, planta y equipo e intangibles (ver Notas 4.a y 4.d).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver Notas 4.h y 23).
- La energía suministrada a clientes pendientes de lectura en medidores.

- Determinadas magnitudes del sistema eléctrico, incluyendo las correspondientes a otras empresas, tales como producción, facturación a clientes, energía consumida, etc., que permiten estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos (ver Anexo 2.2).

- La interpretación de nueva normativa relacionada con la regulación del Sector Eléctrico, cuyos efectos económicos definitivos estarán determinados por las resoluciones de los organismos competentes (ver Nota 5 y 10).

- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver Nota 4.m).

- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos, así como también las tasas de descuento a utilizar (ver Nota 4.a).

- Los resultados fiscales de las distintas sociedades del Grupo, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros consolidados intermedios (ver Nota 4.p).

- Los valores razonables de activos adquiridos y pasivos asumidos, y de la participación pre-existente en la adquirida, en una combinación de negocios.

- Determinación de las pérdidas crediticias esperadas sobre activos financieros (ver Nota 4.g.3).

- En la medición de pasivos por arrendamiento, determinación del plazo de arrendamiento de contratos con opciones de renovación y determinación de la tasa incremental por préstamos del Grupo (ver Nota 4.f.1).

Las estimaciones y juicios de la Administración se han realizado en función de la mejor información disponible en la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados intermedios, y se basan en experiencias previas y otros factores considerados razonables dadas las circunstancias. Por lo tanto, los resultados reales pueden diferir de estas estimaciones. Las estimaciones y supuestos se revisan periódicamente y los efectos de cualquier cambio se reflejan en resultados si sólo involucran ese período. Si la revisión involucra tanto el período actual como el futuro, el cambio se reconoce en el período en el que se realiza la revisión y en los períodos futuros relacionados.

2.4. Sociedades subsidiarias

Se consideran entidades subsidiarias a aquellas sociedades controladas por Enel Chile, directa o indirectamente. El control se ejerce si, y sólo si, están presentes los siguientes elementos: i) poder sobre la subsidiaria, ii) exposición, o derecho, a rendimientos variables de estas sociedades, y iii) capacidad de utilizar poder para influir en el monto de estos rendimientos.

Enel Chile tiene poder sobre sus subsidiarias cuando se posee la mayoría de los derechos de voto sustantivos, o sin darse esta situación, posee derechos que le otorgan la capacidad presente de dirigir sus actividades relevantes, es decir, las actividades que afectan de forma significativa los rendimientos de la subsidiaria.

El Grupo reevaluará si tiene o no control en una sociedad subsidiaria si los hechos y circunstancias indican que ha habido cambios en uno o más de los elementos de control mencionados anteriormente.

Las entidades subsidiarias se consolidan por integración global, tal como se describe en la Nota 2.7.

A continuación, se detallan las entidades en las cuales el Grupo tiene la capacidad de ejercer control y por consiguiente forman parte de los presentes estados financieros consolidados intermedios:

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	Participación al 30.09.2026			Participación al 31.12.2025		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Peso chileno	99,09%	-	99,09%	99,09%	-	99,09%
96.783.910-8	Enel Colina S.A.	Chile	Peso chileno	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Dólar Estadounidense	93,55%	-	93,55%	93,55%	-	93,55%
96.504.980-0	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Chile	Dólar Estadounidense	-	92,65%	92,65%	-	92,65%	92,65%
77.047.280-6	Sociedad Agrícola de Cameros Ltda.	Chile	Peso chileno	57,50%	-	57,50%	57,50%	-	57,50%
76.924.079-9	Enel X Chile Spa	Chile	Peso chileno	100,00%	-	100,00%	100,00%	-	100,00%
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Dólar Estadounidense	99,99%	-	99,99%	99,99%	-	99,99%
96.971.330-6	Geotérmica del Norte S.A.	Chile	Dólar Estadounidense	-	84,59%	84,59%	-	84,59%	84,59%
76.126.507-5	Parque Talinay Oriente S.A.	Chile	Dólar Estadounidense	-	60,91%	60,91%	-	60,91%	60,91%
77.741.548-4	Enel Mobility Chile SpA	Chile	Peso chileno	100,00%	-	100,00%	100,00%	-	100,00%
77.569.067-4	Enel X Way Chile SpA	Chile	Peso chileno	62,46%	-	62,46%	62,46%	-	62,46%

2.4.1 Variaciones al perímetro de consolidación

2026

Sin variaciones

2025

Sin variaciones

2.5. Entidades asociadas

Son entidades asociadas aquellas en las que Enel Chile, directa e indirectamente, ejerce una influencia significativa.

La influencia significativa es el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la asociada, sin llegar a tener el control ni el control conjunto sobre ésta.

En la evaluación de la existencia de influencia significativa se consideran los derechos de voto potenciales ejercitables o convertibles en la fecha de cierre de cada período, teniendo en cuenta igualmente los derechos de voto potenciales poseídos por Enel Chile o por otra entidad. Con carácter general, la influencia significativa se presume en aquellos casos en que el Grupo posee el 20% o más del poder de voto de la asociada.

Las entidades asociadas se integran a los estados financieros consolidados por el método de la participación, tal como se describe en la Nota 4.i.

El detalle de las Sociedades que clasifican como Asociadas, es el siguiente:

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	Participación al 30.09.2026			Participación al 31.12.2025		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Dólar Estadounidense	-	33,33%	33,33%	-	33,33%	33,33%
76.364.085-K	Energía Marina S.p.A.	Chile	Peso chileno	-	25,00%	25,00%	-	25,00%	25,00%

2.6. Acuerdos conjuntos

Se consideran acuerdos conjuntos aquellas entidades en las que el Grupo ejerce control mediante un acuerdo con otros accionistas y conjuntamente con ellos, es decir, cuando las decisiones sobre sus actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control.

Dependiendo de los derechos y obligaciones de las partes, los acuerdos conjuntos se clasifican en:

- Negocio conjunto: acuerdo mediante el cual las partes que ejercen el control conjunto tienen derecho a los activos netos de la entidad. Los negocios conjuntos se integran a los estados financieros consolidados por el método de la participación, tal como se describe en la Nota 4.i.

- Operación conjunta: acuerdo mediante el cual las partes que ejercen el control conjunto tienen derecho a los activos y obligaciones con respecto a los pasivos relacionados con el acuerdo. Las operaciones conjuntas se consolidan integrando proporcionalmente los activos y pasivos afectos a dicha operación.

Para determinar el tipo de acuerdo conjunto que se deriva de un acuerdo contractual, la Gerencia del Grupo evalúa la estructura y forma legal del acuerdo, los términos acordados por las partes, así como otros factores y circunstancias relevantes. En el caso de que se produzcan cambios en los elementos contractuales de un acuerdo conjunto, se reevalúan estos hechos y circunstancias relevantes.

El detalle de Sociedades clasificadas como Negocios Conjuntos, es el siguiente:

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	Participación al 30.09.2026			Participación al 31.12.2025		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
77.110.358-8	HIF H2 SpA.	Chile	Dólar Estadounidense	-	50,00%	50,00%	-	50,00%	50,00%

Enel Chile actualmente no posee acuerdos conjuntos que califiquen como una operación conjunta.

2.7. Principios de consolidación y combinaciones de negocio

Las entidades subsidiarias se consolidan integrándose en los estados financieros consolidados la totalidad de sus activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de efectivo una vez realizados los ajustes y eliminaciones correspondientes de las operaciones intra-Grupo.

Los resultados integrales de las sociedades subsidiarias se incluyen en los estados de resultados integrales consolidados desde la fecha en que Enel Chile obtiene el control de la sociedad subsidiaria hasta la fecha en que pierde el control sobre ésta.

El Grupo contabiliza las combinaciones de negocios utilizando el método de la adquisición cuando el conjunto de actividades y activos adquiridos cumple la definición de un negocio y el control se transfiere al Grupo. Para ser considerado un negocio, un conjunto de actividades y activos adquiridos debe incluir como mínimo un insumo y un proceso sustantivo aplicado al mismo que, en conjunto, contribuyan significativamente a la capacidad de crear productos. La NIIF 3 proporciona la opción de aplicar una "prueba de concentración" que permite una evaluación simplificada de si un conjunto de actividades y activos adquiridos no es un negocio. La prueba de concentración se cumple si sustancialmente todo el valor razonable de los activos brutos adquiridos se concentra en un solo activo identificable o grupo de activos identificables similares.

La consolidación de las operaciones de Enel Chile y de las sociedades subsidiarias se ha efectuado siguiendo los siguientes principios básicos:

1. En la fecha de toma de control, los activos adquiridos y los pasivos asumidos de la sociedad subsidiaria adquirida son registrados a valor razonable, excepto para ciertos activos y pasivos que se registran siguiendo los principios de valoración establecidos en otras NIIF. Si el valor razonable de la contraprestación transferida más el valor razonable de cualquier participación no controladora excede el valor razonable de los activos netos adquiridos de la subsidiaria, esta diferencia es registrada como plusvalía. En el caso de una compra a bajo precio, la ganancia resultante se registra con abono a resultados, después de reevaluar si se han identificado correctamente todos los

activos adquiridos y pasivos asumidos y revisar los procedimientos utilizados para medir el valor razonable de estos montos.

Para cada combinación de negocios, las NIIF permiten valorar las participaciones no controladoras de la adquirida en la fecha de adquisición: i) a valor razonable; o ii) por la participación proporcional en los activos netos identificables de la adquirida, siendo esta última la metodología que el Grupo ha aplicado de forma sistemática a sus combinaciones de negocios.

Si no es posible determinar el valor razonable de todos los activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición, el Grupo informará los valores provisionales que ha considerado en el registro contable de la combinación de negocios. Durante el período de medición, que no excederá de un año a partir de la fecha de adquisición, se ajustarán retrospectivamente los valores provisionales reconocidos, como si la contabilización de la combinación de negocios hubiera sido completada en la fecha de adquisición, y también se reconocerán activos o pasivos adicionales, para reflejar nueva información obtenida sobre hechos y circunstancias que existían en la fecha de adquisición, pero que no eran conocidos por la administración en dicho momento. La información comparativa presentada en los estados financieros de períodos anteriores se revisa, en la medida que sea necesario, lo que incluye la realización de cambios en la depreciación, amortización u otros efectos sobre el resultado reconocidos para completar la contabilización inicial.

En el caso de las combinaciones de negocios realizadas por etapas, en la fecha de adquisición, se mide a valor razonable la participación previamente mantenida en el patrimonio de la entidad adquirida y la ganancia o pérdida resultante, si la hubiera, es reconocida en el resultado del período.

2. El valor de la participación de los accionistas no controladores en el patrimonio y en los resultados integrales de las sociedades subsidiarias se presenta, respectivamente, en los rubros "Patrimonio Total: Participaciones no controladoras" del estado de situación financiera consolidado y "Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras" y "Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras" en el estado de resultados integrales consolidado.

3. Los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas se han eliminado en su totalidad en el proceso de consolidación.

4. Los cambios en la participación en las entidades subsidiarias que no den lugar a una toma o pérdida de control se registran como transacciones de patrimonio, ajustándose el valor en libros de las participaciones de control y de las participaciones no controladoras, para reflejar los cambios en sus participaciones relativas en la sociedad subsidiaria. La diferencia que pueda existir, entre el valor por el que se ajuste las participaciones no controladoras y el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida, se reconoce directamente en el Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

5. Las combinaciones de negocios bajo control común se registran utilizando como referencia el método "unificación de intereses". Bajo este método los activos y pasivos involucrados en la transacción se mantienen reflejados al mismo valor libros en que estaban registrados en la matriz última, lo anterior sin perjuicio de la eventual necesidad de realizar ajustes contables para homogenizar las políticas contables de las empresas involucradas. El Grupo no aplica un registro retrospectivo de las combinaciones de negocio bajo control común.

   Cualquier diferencia entre los activos y pasivos aportados a la consolidación y la contraprestación entregada, se registra directamente en el Patrimonio neto, como un cargo o abono a "Otras reservas".

2.8. Moneda Funcional

La moneda funcional de Enel Chile S.A. es el dólar estadounidense (US$), como así también la moneda de presentación de los estados financieros consolidados del Grupo (Ver Nota 3).

Esta conclusión se basa en que el US$ es la moneda que influye fundamentalmente en las actividades de financiamiento, emisiones de capital y flujos de efectivos y sus equivalentes. Debido a lo anterior, el US$ refleja las transacciones, hechos y condiciones que subyacen y son relevantes para Enel Chile S.A..

Toda la información presentada en dólares estadounidenses ha sido redondeada a la unidad de mil (MUS$) o de millón (MMUS$) más cercana, excepto cuando se indique de otra manera.

2.9. Conversión de estados financieros denominados en moneda extranjera

La conversión de los estados financieros de las sociedades con moneda funcional distinta del dólar estadounidense, que no operan en economías hiperinflacionarias, se realiza del siguiente modo:

a. Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los estados financieros.

b. Las partidas del estado de resultados integral utilizando el tipo de cambio promedio del período (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos de cambio existentes en las fechas de las transacciones, en cuyo caso se utiliza el tipo de cambio de la fecha de cada transacción).

c. El patrimonio se mantiene a tipo de cambio histórico a la fecha de su adquisición o aportación, y al tipo de cambio medio a la fecha de generación para el caso de los resultados acumulados.

d. Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se registran en el rubro "Ganancias (pérdidas) por diferencias de conversión" dentro del estado de resultados integrales consolidado: Otro resultado integral (ver Nota 27.3).

Los estados financieros de las subsidiarias, cuya moneda funcional provenga de economías hiperinflacionarias, se reexpresan primero por el efecto de la inflación, registrando cualquier ganancia o pérdida en la posición monetaria neta en resultados, para luego convertir todas las partidas (activos, pasivos, partidas de patrimonio, gastos e ingresos) al tipo de cambio de cierre correspondiente a la fecha de cierre del estado de situación financiera más reciente. Los cambios en la inversión neta de la Sociedad en la subsidiaria que opera en una economía hiperinflacionaria, derivados de aplicación del método de reexpresión/conversión, se registran de la siguiente manera: (i) el efecto de reexpresión por inflación se reconoce directamente en el Patrimonio neto, en la cuenta "Otras reservas"; y (ii) el efecto de conversión se reconoce en Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio por conversión, dentro de los Estados de resultados integrales consolidados: Otro resultado integral.

Hiperinflación Argentina

A contar de julio de 2018, la economía de Argentina ha sido considerada como hiperinflacionaria, de acuerdo a los criterios establecidos en la NIC 29 "Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias". Esta determinación fue realizada en base a una serie de criterios cualitativos y cuantitativos, entre los cuales destaca la presencia de una tasa acumulada de inflación superior al 100% durante los tres años anteriores.

De acuerdo a lo establecido en la NIC 29, los estados financieros de la sucursal argentina que posee Enel Generación Chile S.A., subsidiaria de Enel Chile, han sido reexpresados retrospectivamente aplicando un índice general de precios al costo

histórico, con el fin de reflejar los cambios en el poder adquisitivo del peso argentino, a la fecha de cierre de los presentes estados financieros consolidados intermedios.

Los índices generales de precios utilizados al cierre de los períodos reportados son:

	Índice general de precios
Desde enero a diciembre de 2025	31,55%
Desde enero a septiembre de 2025	21,97%
Desde enero a septiembre de 2026	23,64%

Los efectos de la aplicación de esta normativa en los presentes estados financieros consolidados intermedios se detallan en la Nota 34.

Tipos de cambio

Los tipos de cambio utilizados para la conversión de los estados financieros de las distintas subsidiarias con moneda funcional diferente a la del Grupo, se presentan de acuerdo a los siguientes valores (moneda extranjera contra el dólar estadounidense):

	al 30.09.2026		al 31.12.2025		al 30.09.2025
	Cierre	Medio	Cierre	Medio	Medio
Peso chileno	972,60	906,74	907,13	950,43	956,14
Peso argentino	1.517,00	1.442,96	1.455,00	1.250,90	1.185,70

3. Cambio de moneda funcional y moneda de presentación

A contar del 1 de enero de 2025, Enel Chile cambió su moneda funcional de pesos chilenos (CLP) a dólares de los Estados Unidos de América (US$), 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, en la misma fecha, su subsidiaria Enel Generación Chile cambió su moneda funcional, de pesos chilenos a dólares de los Estados Unidos de Américas. Lo anterior, debido fundamentalmente a que, a contar de 1 de enero 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.

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 desde CLP a US$, utilizando el tipo de cambio vigente de $996,46 CLP/US$ al 1 de enero de 2025.

Por otra parte, Enel Chile también cambió la moneda de presentación sus estados financieros consolidados, adoptando los US$ a partir del 1 de enero 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 Chile fue aprobado en Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el 28 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 Américas.

4. Políticas contables aplicadas

Las políticas contables materiales o con importancia relativa aplicadas en la elaboración de los presentes estados financieros consolidados intermedios adjuntos han sido los siguientes:

a) Propiedades, planta y equipo

Las Propiedades, planta y equipo se valoran, con carácter general, a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado. Adicionalmente al precio pagado por la adquisición de cada elemento, el costo también incluye, en su caso, los siguientes conceptos:

- Los gastos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos aptos, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como por ejemplo, instalaciones de generación eléctrica o de distribución. El Grupo define período sustancial como aquel que supera los 12 meses. Por otra parte, se suspende la capitalización de intereses en los periodos que se haya interrumpido el desarrollo de actividades para un activo apto, si estos periodos se extienden en el tiempo. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión (ver Nota 17 b.1).

- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso (ver Nota 17 b.2).

- Los desembolsos futuros a los que el Grupo deberá hacer frente en relación con el cierre de sus instalaciones se incorporan al valor del activo por el valor razonable, reconociendo contablemente la correspondiente provisión por desmantelamiento o restauración. Los cambios en la medición de dicha provisión, que se deriven de modificaciones en el monto o calendario estimado de los desembolsos futuros requeridos para cancelar la obligación, o cambios en la tasa de descuento, se añaden o deducen del costo del activo según corresponda (ver Nota 25).

Las construcciones en curso se traspasan a activos en explotación una vez finalizado el período de prueba cuando se encuentran disponibles para su uso, a partir de cuyo momento comienza su depreciación.

Los costos de ampliación, modernización o mejora que representan un aumento de la productividad, capacidad o eficiencia o un alargamiento de la vida útil de los bienes se capitalizan como mayor valor de los correspondientes bienes.

Las sustituciones o renovaciones de elementos completos que aumentan la vida útil del bien o su capacidad económica se registran como mayor valor de los respectivos bienes, con el consiguiente retiro contable de los elementos sustituidos o renovados.

Los gastos periódicos de mantenimiento, conservación y reparación se registran directamente en resultados como costo del período en que se incurren.

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 entidades consolidadas esperan utilizarlos. La vida útil estimada y los valores residuales se revisan al menos una vez al año y, si procede, se ajusta en forma prospectiva.

Adicionalmente, el Grupo reconoce activos por derecho de uso por arrendamiento correspondientes a propiedades, planta y equipo, de acuerdo a los criterios detallados en la Nota 4.f.1.

Las siguientes son las principales clases de propiedades, planta y equipo junto a sus respectivos intervalos de vidas útiles estimadas:

Clases de Propiedades, planta y equipo	Intervalo de años de vida útil estimada
Edificios	10 – 60
Planta y equipos	6 – 65
Equipamiento de tecnología de la información	3 – 15
Instalaciones fijas y accesorios	2 – 35
Vehículos de motor	5 – 10

Adicionalmente, para más información, a continuación, se presenta una mayor apertura para la clase Plantas y equipos:

Clases de Plantas y equipos	Intervalo de años de vida útil estimada
Generación:	
Centrales hidráulicas	
Obra civil	10 – 65
Equipo electromecánico	10 – 45
Centrales de Ciclo combinado	10 – 25
Renovables	10 – 50
Centrales Eólicas	10 – 60
Centrales Solares	10 – 25
Centrales Geotérmica	10 – 40
Distribución:	
Red de baja y media tensión	10 – 50
Equipos de medida y telecontrol	10 – 50
Subestaciones primarias	6 – 25
Transporte de gas natural:	
Gasoductos	20

Los terrenos no se deprecian por tener una vida útil indefinida, excepto que se relacionen con un activo por derecho de uso, en cuyo caso se deprecia durante el plazo del arrendamiento.

Un elemento de propiedades, planta y equipo se da de baja cuando se enajene o disponga del mismo por otra vía, o cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros por su utilización, enajenación o disposición por otra vía.

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas o retiros de ítems de propiedades, planta y equipos, se reconocen como "Otras ganancias (pérdidas)" en el estado de resultados integrales y se determinan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

b) Propiedad de inversión

El rubro "Propiedad de inversión" incluye fundamentalmente terrenos y construcciones que se mantienen con el propósito de obtener ganancias en futuras ventas, o bien explotarlos mediante un régimen de arrendamientos.

Las propiedades de inversión se valoran por su costo de adquisición neto de su correspondiente depreciación acumulada y las pérdidas por deterioro que hayan experimentado. Las propiedades de inversión, excluidos los terrenos, se deprecian distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil.

Una propiedad de inversión se da de baja cuando se enajene o disponga de la misma por otra vía, o cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros por su utilización, enajenación o disposición por otra vía.

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas o retiros de propiedades de inversión se reconocen como "Otras ganancias (pérdidas)" en el estado de resultados integrales y se determinan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

c) Plusvalía

La plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio), surgida en combinaciones de negocios y reflejada en la consolidación, representa el exceso de valor de la contraprestación transferida más el importe de cualquier participación no controladora sobre el neto de los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos, medidos a valor razonable en la fecha de adquisición de la subsidiaria. Durante el período de medición de la combinación de negocios, la plusvalía puede ser ajustada producto de cambios en los montos provisionales reconocidos de los activos adquiridos y pasivos asumidos (ver Nota 2.7.1).

La plusvalía surgida en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta de la moneda funcional de la matriz se valora en la moneda funcional de la sociedad adquirida, realizándose la conversión a dólar estadounidense al tipo de cambio vigente a la fecha del estado de situación financiera.

Tras el reconocimiento inicial, la plusvalía no se amortiza, sino que, al cierre de cada ejercicio contable, o cuando existan indicios, 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 registro del deterioro en el resultado del período (ver Nota 4.e).

d) Activos intangibles distintos de la plusvalía

Los activos intangibles se reconocen inicialmente por su costo de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran a su costo neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado.

Los activos intangibles se amortizan linealmente durante su vida útil a partir del momento en que se encuentran en condiciones de uso, salvo aquellos con vida útil indefinida, en los cuales no aplica la amortización. Al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, los activos intangibles con vida útil indefinida ascendieron a MUS$8.735 y MUS$9.355, respectivamente, relacionados fundamentalmente con servidumbres y derechos de agua.

Un activo intangible se da de baja cuando se enajene o disponga de la misma por otra vía, o cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros por su utilización, enajenación o disposición por otra vía.

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas de activos intangibles se reconocen en los resultados del período y se determinan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

Los criterios para el reconocimiento de las pérdidas por deterioro de estos activos y, en su caso, de las recuperaciones de las pérdidas por deterioro registradas en períodos anteriores se explican en la letra e) de esta Nota.

d.1) Costos de investigación y desarrollo

El Grupo registra como activo intangible, en el estado de situación financiera consolidados intermedios, los costos de los proyectos en la fase de desarrollo, siempre que su viabilidad técnica y rentabilidad económica estén razonablemente aseguradas.

Los costos de investigación se registran como gasto en el estado de resultados integrales consolidado en el período en que se incurren.

d.2) Otros activos intangibles

Estos activos corresponden fundamentalmente a programas informáticos, derechos de agua y servidumbres de paso. Su reconocimiento contable se realiza inicialmente por su costo de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran a su costo neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado.

Los programas informáticos se amortizan, en promedio, en 4 años. Las servidumbres de paso y los derechos de agua tienen vida útil indefinida, y, por lo tanto, no se amortizan.

e) Deterioro del valor de los activos no financieros

A lo largo del ejercicio y fundamentalmente en la fecha de cierre del mismo, el Grupo evalúa si existe algún indicio de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro o un reverso del mismo. 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 (UGE) a la que pertenece el activo, entendiendo como tal el menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independientes.

Independientemente de lo señalado en el párrafo anterior, en el caso de las UGEs a las que se han asignado plusvalías o activos intangibles con una vida útil indefinida, el análisis de su recuperabilidad se realiza de forma sistemática al cierre de cada ejercicio.

El criterio utilizado para identificar las UGEs se basa esencialmente, en línea con la visión estratégica y operativa de la administración, en las características específicas del negocio, en las normas y regulaciones operativas del mercado en que el Grupo opera y en la organización corporativa.

El monto recuperable es el mayor entre el valor razonable menos el costo necesario para su venta y el valor en uso, entendiendo por éste el valor actual de los flujos de caja futuros estimados. Para el cálculo del valor recuperable de las propiedades, planta y equipo, de la plusvalía, y del activo intangible a nivel de cada UGE, el valor en uso es el enfoque utilizado por el Grupo en prácticamente la totalidad de los casos.

Para estimar el valor en uso, el Grupo prepara las proyecciones de flujos de caja futuros antes de impuestos a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la Gerencia del Grupo sobre los ingresos y costos de las UGEs utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

En general, estas proyecciones cubren los próximos tres años, estimándose los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables, las cuales en ningún caso son crecientes ni superan a las tasas medias de crecimiento a

largo plazo para el sector. Al cierre de diciembre de 2025, las tasas utilizadas para extrapolar las proyecciones se ubicaron entre un 2,3% y un 3,0%.

Estos flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa antes de impuestos que recoge el costo de capital del negocio y del área geográfica en que se desarrolla. Para su cálculo se tiene en cuenta el costo actual del dinero y las primas de riesgo utilizadas de forma general entre los analistas para el negocio y zona geográfica.

Las tasas de descuento antes de impuestos son calculadas utilizando el método iterativo, mediante el cual se determina la tasa de descuento que asegura que el valor en uso calculado con los flujos de efectivo antes de impuestos es igual al calculado con los flujos de efectivo después de impuestos descontados con la tasa de descuento después de impuestos. Las tasas de descuento antes de impuestos, expresadas en términos nominales aplicadas al cierre de diciembre de 2025 se ubicaron entre un 7,8% y un 9,4%.

El enfoque utilizado por la compañía para asignar valor a cada hipótesis clave utilizada para proyectar los flujos de caja, considera:

- Evolución de la demanda: la estimación de crecimiento se ha calculado sobre la base de la proyección de incremento del Producto Interior Bruto (PIB), además de otros supuestos utilizados por la compañía respecto a la evolución del consumo, como por ejemplo el crecimiento del número de clientes.

- Precios de compra y venta de energía: se basan en modelos de proyección internos desarrollados específicamente. El precio del "pool" previsto se estima considerando una serie de factores determinantes como son los costos y producciones de las distintas tecnologías y la demanda eléctrica, entre otros.

- Medidas regulatorias: una parte importante del negocio de la compañía está regulado y sujeto a una normativa amplia, que podría ser objeto de modificación, ya sea mediante la introducción de nuevas leyes o por modificaciones de las vigentes, de manera que las proyecciones contemplan la adecuada aplicación del conjunto de normas vigentes y aquellas que se encuentran actualmente en desarrollo y se prevé su vigencia durante el periodo proyectado.

- Capacidad instalada: en la estimación de la capacidad instalada del Grupo se tienen en cuenta las instalaciones existentes, así como los planes de incremento y cierre de capacidad. El plan de inversiones se actualiza de forma continua sobre la base de la evolución del negocio, de normativas de calidad de servicio que determina el regulador y de cambios en la estrategia de desarrollo de la actividad adoptada por la Administración. En el ámbito de la generación se tienen en cuenta las inversiones necesarias para mantener la capacidad instalada en las condiciones adecuadas de operación, en la actividad de distribución se consideran las inversiones de mantenimiento, mejora y fortalecimiento de la red, así como las inversiones necesarias para llevar a cabo la implementación del plan de mejora tecnológica (Smart Meters).

- Hidrología y ERNC: las proyecciones se realizan a partir de series históricas de las condiciones meteorológicas y proyectando, en base a éstas, un año medio.

- Costos de combustibles para la estimación de los costos de combustibles se toman en consideración los contratos de suministro existentes y se realizan proyecciones a largo plazo de precios de petróleo, gas o carbón, basadas en mercados "forward" y estimaciones disponibles de analistas.

- Costos fijos: se proyectan considerando el nivel de actividad previsto, tanto en lo relativo a evolución de la plantilla (considerando ajustes salariales en línea con el IPC), como a otros costos de operación y mantenimiento, el nivel de inflación proyectado y los contratos de mantenimiento a largo plazo o de otro tipo existentes. También se

consideran las eficiencias que el Grupo va adoptando en el tiempo, como por ejemplo aquellas que surgen de las iniciativas de digitalización de procesos internos.

- Se consideran siempre fuentes externas como forma de contrastar las hipótesis relacionadas con el entorno macroeconómico tales como la evolución de precios, crecimientos del PIB, demanda, inflación, tipos de interés y tipos de cambio, entre otras.

La experiencia pasada ha demostrado la fiabilidad de las proyecciones de la compañía, lo que permite basar las hipótesis clave en la información histórica. Durante el período 2026, las desviaciones observadas con respecto a las proyecciones utilizadas para realizar los test de deterioro al 31 de diciembre de 2025 no fueron significativas y los flujos de caja generados durante el periodo 2026 se mantuvieron en un rango razonable de variación respecto a los previstos para dicho período.

En caso de que el monto recuperable de la UGE sea inferior al valor neto en libros del activo, se registra la correspondiente provisión por pérdida por deterioro por la diferencia, con cargo al rubro "Pérdidas por deterioro de valor (Reversiones)" del estado de resultados integrales Consolidado. Dicha provisión es asignada, en primer lugar, al valor de la plusvalía de la UGE, en caso de existir, y a continuación a los demás activos que la componen, prorrateando en función del valor contable de cada uno de ellos, con el límite de su valor razonable menos los costos de venta, o su valor de uso, y sin que pueda resultar un valor negativo.

Las pérdidas por deterioro reconocidas en períodos anteriores para un activo, distinto de la plusvalía, son reversadas sí, y sólo sí, se han producido cambios en las estimaciones utilizadas para determinar el valor del mismo. Si así fuera el caso, se aumenta el valor del activo hasta su monto recuperable con abono a resultados, con el límite del valor en libros que el activo podría haber tenido (neto de amortización o depreciación) si no se hubiese reconocido la pérdida por deterioro en períodos anteriores. En el caso de la plusvalía, las pérdidas por deterioro de valor no se revierten en períodos posteriores.

f) Arrendamientos

Para determinar si un contrato es, o contiene, un arrendamiento, Enel Chile analiza el fondo económico del acuerdo, evaluando si el acuerdo transfiere el derecho a controlar el uso de un activo identificado por un período de tiempo a cambio de una contraprestación. Se considera que existe control si el cliente tiene i) derecho a obtener sustancialmente todos los beneficios económicos procedentes del uso de un activo identificado; y ii) derecho a dirigir el uso del activo.

f.1) Arrendatario

Cuando el Grupo actúa como arrendatario, al comienzo del arrendamiento (es decir, en la fecha en que el activo subyacente está disponible para su uso) registra en el estado de situación financiera un activo por el derecho de uso y un pasivo por arrendamiento.

El Grupo reconoce inicialmente los activos por derecho de uso al costo. El costo de los activos por derecho de uso comprende: i) importe de la medición inicial del pasivo por arrendamiento; ii) los pagos por arrendamiento realizados hasta la fecha de comienzo, menos los incentivos de arrendamiento recibidos; iii) los costos directos iniciales incurridos; y iv) la estimación de los costos por desmantelamiento o restauración.

Posteriormente, el activo por derecho de uso se mide al costo, ajustado por cualquiera nueva medición del pasivo por arrendamiento, menos la depreciación acumulada y las pérdidas acumuladas por deterioro de valor. El activo por derecho de uso se deprecia en los mismos términos que el resto de los activos depreciables similares, si existe certeza razonable de que el arrendatario adquirirá la propiedad del activo al finalizar el arrendamiento. Si no existe dicha certeza, el activo se

deprecia en el plazo menor entre la vida útil del activo o el plazo del arrendamiento. Para determinar si el activo por derecho de uso se ha deteriorado, se aplican los mismos criterios detallados en la Nota 4.e.

El pasivo por arrendamiento se mide inicialmente al valor presente de los pagos por arrendamiento, descontados a la tasa incremental por préstamos de la compañía, si la tasa de interés implícita en el arrendamiento no pudiera determinarse fácilmente. La tasa incremental por préstamos es la tasa de interés que la compañía tendría que pagar por pedir prestado por un plazo similar, y con una seguridad semejante, los fondos necesarios para obtener un activo de valor similar al activo por derecho de uso en un entorno económico parecido. El Grupo determina su tasa incremental por préstamos utilizando datos observables (como tasas de interés de mercado) o realizando estimaciones especificas cuando no existen tasas observables disponibles (por ejemplo, para las subsidiarias que no realizan transacciones de financiamiento) o cuando deben ajustarse para reflejar los términos y condiciones del arrendamiento (por ejemplo, cuando los arrendamientos no están en la moneda funcional de la subsidiaria).

Los pagos por arrendamiento incluidos en la medición del pasivo comprenden: i) pagos fijos, menos cualquier incentivo de arrendamiento por cobrar; ii) pagos por arrendamiento variables que dependen de un índice o tasa; iii) garantías de valor residual si es razonablemente seguro que el grupo ejercerá esa opción; iv) precio de ejercicio de una opción de compra, si es razonablemente seguro que el Grupo ejercerá dicha opción; y v) penalizaciones por término del arriendo en caso de existir.

Después de la fecha de inicio, el pasivo por arrendamiento se incrementa para reflejar la acumulación de intereses y se reduce por los pagos por arrendamiento realizados. Además, el valor en libros del pasivo se vuelve a medir si existe una modificación en los términos del arrendamiento (cambios en el plazo del arrendamiento, en el importe de los pagos esperados relacionados con una garantía de valor residual en la evaluación de una opción de compra o cambio de un índice o tasa utilizados para determinar los pagos por arrendamiento). El gasto por intereses se reconoce como costo financiero y se distribuye entre los ejercicios que constituyen el período de arrendamiento, de forma que se obtiene una tasa de interés constante en cada ejercicio sobre el saldo pendiente del pasivo por arrendamiento.

Los arrendamientos de corto plazo, igual o inferior a un año, o arrendamiento de activos de bajo valor se exceptúan de la aplicación de los criterios de reconocimiento descritos anteriormente, registrando los pagos asociados con el arrendamiento como un gasto de forma lineal a lo largo del plazo del arrendamiento.

Los activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento se presentan por separado de otros activos y pasivos, respectivamente, en el estado de situación financiera consolidado.

f.2) Arrendador

Cuando el Grupo actúa como arrendador, clasifica al inicio del acuerdo si el arrendamiento es operativo o financiero, en base a la esencia de la transacción. Los arrendamientos en los que se transfieren sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo subyacente se clasifican como arrendamientos financieros. El resto de los arrendamientos son clasificados como arrendamientos operativos.

En el caso de arrendamientos financieros, en la fecha de comienzo, la compañía reconoce en su estado de situación financiera los activos mantenidos en arrendamiento financiero y los presenta como una cuenta por cobrar, por un valor igual al de la inversión neta en el arrendamiento, calculado como la suma del valor actual de las cuotas de arrendamiento y el valor actual de cualquier valor residual devengado, descontados a la tasa de interés implícita en el arrendamiento. Posteriormente, se reconocen los ingresos financieros a lo largo del plazo del arrendamiento, en función de un modelo que refleje una tasa de rendimiento constante sobre la inversión financiera neta realizada en el arrendamiento.

En el caso de los arrendamientos operativos, los pagos por arrendamiento se reconocen como ingreso de forma lineal durante el plazo del mismo, salvo que resulte más representativa otra base sistemática de reparto. Los costos directos iniciales incurridos para obtener un arrendamiento operativo se añaden al valor en libros del activo subyacente y se reconocen como gasto a lo largo del plazo del arrendamiento, sobre la misma base que los ingresos del arrendamiento.

g) Instrumentos financieros

Un instrumento financiero es cualquier contrato que dé lugar, simultáneamente, a un activo financiero en una entidad y a un pasivo financiero o a un instrumento de patrimonio en otra entidad.

g.1) Activos financieros no derivados

El Grupo clasifica sus activos financieros no derivados, ya sean permanentes o temporales, excluidas las inversiones contabilizadas por el método de participación (ver Notas 4.i y 14) y los activos no corrientes mantenidos para la venta (ver Nota 4.k), en tres categorías:

(i) Costo amortizado

Se incluyen en esta categoría aquellos activos financieros que cumplan las siguientes condiciones: (i) el modelo de negocio que lo sustenta tiene como objetivo mantener los activos financieros para obtener los flujos de efectivo contractuales y, a su vez, (ii) las condiciones contractuales de los activos financieros dan lugar en fechas específicas a flujos de efectivo que son solamente pagos de principal e intereses (criterio SPPI).

Los activos financieros que cumplen con las condiciones establecidas en NIIF 9, para ser valorizadas al costo amortizado en el Grupo son: equivalentes de efectivo, cuentas por cobrar, y préstamos. Estos activos se registran a costo amortizado, correspondiendo éste al valor razonable inicial, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados calculados por el método de la tasa de interés efectiva.

El método de la tasa de interés efectiva es un método de cálculo del costo amortizado de un activo o un pasivo financiero (o de un grupo de activos o pasivos financieros) y de imputación del ingreso o gasto financiero a lo largo del período relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar o por pagar estimados a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero (o cuando sea adecuado, en un período más corto) con el monto neto en libros del activo o pasivo financiero.

(ii) Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en otros resultados integrales

Se incluyen en esta categoría aquellos activos financieros que cumplan las siguientes condiciones: (i) se clasifican dentro de un modelo de negocio, cuyo objetivo es mantener los activos financieros tanto para cobrar los flujos de efectivo contractuales como para venderlos y, a su vez, (ii) las condiciones contractuales cumplen con el criterio SPPI.

Estos activos financieros se reconocen en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable cuando es posible determinarlo de forma fiable. En el caso de participaciones en sociedades no cotizadas o que tienen muy poca liquidez, normalmente el valor razonable no es posible determinarlo de forma fiable, por lo que, cuando se da esta circunstancia, se valoran por su costo de adquisición o por un monto inferior si existe evidencia de su deterioro.

Las variaciones del valor razonable, netas de su efecto fiscal, se registran en el estado de resultados integrales consolidado en Otros resultados integrales, hasta el momento en que se produce la enajenación de estos activos

financieros, momento en el que el monto acumulado en este rubro es imputado íntegramente en el resultado del período, con excepción de las inversiones en instrumentos de patrimonio, cuyo saldo acumulado en Otros resultados integrales nunca es reclasificado a resultados.

En caso de que el valor razonable sea inferior al costo de adquisición, si existe una evidencia objetiva de que el activo ha sufrido un deterioro que no pueda considerarse temporal, la diferencia se registra directamente en pérdidas del período.

(iii) Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en resultados

Se incluye en esta categoría la cartera de negociación, aquellos activos financieros que han sido designados como tales en el momento de su reconocimiento inicial, que se gestionan y evalúan, según el criterio de valor razonable y los activos financieros que no cumplen con las condiciones para ser clasificados en las dos categorías anteriores.

Se valorizan en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable y las variaciones en su valor se registran directamente en resultados en el momento que ocurren.

g.2) Efectivo y equivalentes al efectivo

Bajo este rubro del estado de situación consolidado se registra el efectivo en caja, saldos en bancos, depósitos a plazo y otras inversiones a corto plazo, (igual o inferior a 90 días desde la fecha de inversión), de alta liquidez que son rápidamente realizables en caja y que tienen un bajo riesgo de cambios de su valor.

g.3) Deterioro de valor de los activos financieros

Siguiendo los requerimientos de NIIF 9, el Grupo aplica un modelo deterioro de valor basado en la determinación de pérdidas crediticias esperadas, con base en la historia pasada del Grupo, las condiciones de mercado existentes, así como las estimaciones prospectivas al final de cada período de reporte. Este modelo se aplica a los activos financieros medidos a costo amortizado o medidos a valor razonable con cambios en otro resultado integral, excepto por las inversiones en instrumentos de patrimonio.

La pérdida crediticia esperada es la diferencia entre todos los flujos de efectivo contractuales que se deben de acuerdo con el contrato y todos los flujos de efectivo que se espera recibir (es decir, todas las insuficiencias de dinero), descontadas a la tasa de interés efectiva original. Se determina como del producto de: i) la probabilidad de incumplimiento (PD, Probability of Default); ii) la pérdida dado el incumplimiento (LGD, Loss Given Default); y la exposición al incumplimiento (EAD, Exposure at Default).

Para determinar las pérdidas crediticias esperadas, el Grupo aplica dos enfoques diferentes:

- Enfoque general: aplicado a activos financieros distintos de las cuentas por cobrar comerciales, activos contractuales o cuentas por cobrar por arrendamientos. Este enfoque, se basa en la evaluación de aumentos significativos en el riesgo de crédito de los activos financieros, desde el reconocimiento inicial. Si en la fecha de presentación de los estados financieros no se ha incrementado de forma significativa el riesgo de crédito, las pérdidas por deterioro se miden en referencia a las pérdidas crediticias esperadas en los próximos 12 meses; si por el contrario, el riesgo crediticio se ha incrementado de forma significativa, el deterioro se mide considerando las pérdidas crediticias esperadas durante toda la vida del activo.

En general, la medición de las pérdidas crediticias esperadas para activos financieros distintos de las cuentas comerciales por cobrar, activos contractuales o cuentas por cobrar por arrendamientos, se realiza sobre una base individual.

- Enfoque simplificado: para cuentas por cobrar comerciales, activos contractuales o cuentas por cobrar por arrendamientos, el Grupo aplica un método simplificado, mediante el cual la provisión por deterioro se registra siempre en referencia a las pérdidas crediticias esperadas durante toda la vida del activo. Este es el enfoque aplicado en mayor medida por el Grupo, dado que las cuentas comerciales por cobrar representan el principal activo financiero de Enel Chile y sus subsidiarias.

Para las cuentas por cobrar comerciales, activos contractuales y cuentas por cobrar por arrendamiento, el Grupo aplica dos tipos de evaluación de pérdidas crediticias esperadas:

- Evaluación colectiva: basada en agrupar las cuentas por cobrar en grupos específicos o "clusters", teniendo en cuenta cada negocio y el contexto regulatorio local. Las cuentas por cobrar se agrupan según las características de las carteras de clientes en términos de riesgo de crédito, información de vencimientos y tasas de recuperación. El Grupo considera una definición especifica de incumplimiento, aplicable a todos los clusters.

  Para medir las pérdidas crediticias esperadas de manera colectiva, el Grupo considera los siguientes supuestos:

  - PD: estimación de incumplimiento promedio, calculado para cada grupo de cuentas comerciales por cobrar mediante un modelo estadístico que considera, entre otras variables, el comportamiento de pago normalizado de los clientes en cada cluster, teniendo en cuenta un mínimo de datos históricos de 24 meses.

  - LGD: calculada en función de las tasas de recuperación de un tramo predeterminado, descontadas a la tasa de interés efectiva.

  - EAD: exposición contable en la fecha de reporte, incluidas las facturas emitidas, pero no vencidas y las facturas por emitir por servicios prestados, neta de potenciales depósitos en efectivo obtenidos como garantías.

- Evaluación analítica o individual: si las cuentas por cobrar son consideradas individualmente significativas por la administración, y hay información específica sobre cualquier aumento significativo en el riesgo de crédito, el Grupo aplica una evaluación individual de las cuentas por cobrar. Para la evaluación individual, la PD se obtiene principalmente de un proveedor externo, cuando es posible hacerlo, y la LGD a través de un modelo interno que considera la tasa de recuperación y otras características contractuales y financieras de las cuentas por cobrar. La pérdida crediticia esperada se obtiene multiplicando ambos factores por la EAD, que se define como la exposición contable en la fecha de reporte, incluidas las facturas emitidas pero no vencidas y las facturas por emitir por servicios prestados, neta de potenciales depósitos en efectivo obtenidos como garantías.

Sobre la base del mercado de referencia y el contexto regulatorio del sector, así como las expectativas de recuperación después de 90 días, para tales cuentas por cobrar, el Grupo aplica principalmente una definición predeterminada de incumplimiento de 180 días para determinar las pérdidas crediticias esperadas, ya que éste se considera un indicador efectivo de un aumento significativo en el riesgo de crédito y, por lo tanto, en el deterioro de las cuentas por cobrar.

Con base en evaluaciones específicas de la Administración, puede aplicarse un ajuste prospectivo considerando información cualitativa y cuantitativa para reflejar posibles eventos futuros y escenarios macroeconómicos, que pueden afectar el riesgo de la cartera o el instrumento financiero.

g.4) Pasivos financieros excepto derivados

Los pasivos financieros, con carácter general, se registran inicialmente a valor razonable, neto de los costos incurridos en la transacción. En períodos posteriores, estas obligaciones se valoran a su costo amortizado, utilizando el método de la tasa de interés efectiva (ver Nota 4.g.1).

Los pasivos por arrendamiento se miden inicialmente al valor presente de los pagos por arrendamiento futuros, determinado de acuerdo a los criterios detallados en la Nota 4.f.1.

En el caso particular de que los pasivos sean el subyacente de un derivado de cobertura de valor razonable, como excepción, se valoran por su valor razonable por la parte del riesgo cubierto.

Para el cálculo del valor razonable de la deuda, tanto para los casos en que se registra en el estado de situación financiera como para la información sobre su valor razonable que se incluye en la Nota 24, ésta ha sido dividida en deuda a tasa de interés fija (en adelante, "deuda fija") y deuda a tasa de interés variable (en adelante, "deuda variable"). La deuda fija es aquella que a lo largo de su vida paga cupones de interés fijados desde el inicio de la operación, ya sea explícita o implícitamente. La deuda variable es aquella deuda emitida con tipo de interés variable, es decir, cada cupón se fija en el momento del inicio de cada período en función de la tasa de interés de referencia. La valoración de toda la deuda se ha realizado mediante el descuento de los flujos futuros esperados con la curva de tipos de interés de mercado según la moneda de pago.

g.5) Derivados y operaciones de cobertura

Los derivados mantenidos por el Grupo corresponden fundamentalmente a operaciones contratadas con el fin de cubrir el riesgo de tasa de interés y/o de tipo de cambio, que tienen como objetivo eliminar o reducir significativamente estos riesgos en las operaciones subyacentes que son objeto de cobertura.

Los derivados se registran por su valor razonable en la fecha del estado de situación financiera. Si su valor es positivo, se registran en el rubro "Otros activos financieros", y si es negativo, en el rubro "Otros pasivos financieros".

Los cambios en el valor razonable se registran directamente en resultados, salvo en caso de que el derivado haya sido designado contablemente como instrumento de cobertura y se den todas las condiciones establecidas por las NIIF para aplicar contabilidad de cobertura, en cuyo caso su registro es el siguiente:

- Coberturas de valor razonable: La parte del subyacente para la que se está cubriendo el riesgo se valora por su valor razonable al igual que el instrumento de cobertura, registrándose en el estado de resultados integrales las variaciones de valor de ambos, neteando los efectos en el mismo rubro del estado de resultados integrales.

- Coberturas de flujos de efectivo: Los cambios en el valor razonable de los derivados se registran, en la parte en que dichas coberturas son efectivas, en una reserva del Patrimonio Total denominada "Coberturas de flujo de caja". La pérdida o ganancia acumulada en dicho rubro se traspasa al estado de resultados integrales en la medida que el subyacente tiene impacto en el estado de resultados integrales por el riesgo cubierto, neteando dicho efecto en el mismo rubro del estado de resultados integrales. Los resultados correspondientes a la parte ineficaz de las coberturas se registran directamente en el estado de resultados integrales.

La contabilidad de coberturas se discontinua sólo cuando la relación de cobertura (o una parte de la relación) deja de cumplir con los criterios requeridos, después de realizar cualquier reequilibrio de la relación de cobertura, si es aplicable. En caso de no ser posible continuar con la relación de cobertura, incluyendo cuando el instrumento de cobertura expira, se vende, resuelve o ejerce, cualquier ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio a esa fecha permanece en el patrimonio hasta que la transacción proyectada afecte al estado de resultados. Cuando se espere que ya no se produzca una transacción proyectada la ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio se transfiere inmediatamente al estado de resultados.

Como norma general, los contratos de compra o venta a largo plazo de "commodities" se valorizan en el estado de situación financiera por su valor razonable en la fecha de cierre, registrando las diferencias de valor directamente en resultados, excepto cuando se den todas las condiciones que se mencionan a continuación:

- La única finalidad del contrato es el uso propio, entendiendo por tal, en el caso de los contratos de compras de combustible su uso para la generación de electricidad, en los de compra de electricidad para comercialización, su venta a clientes finales y en los de venta de electricidad, la venta al cliente final.

- Las proyecciones futuras del Grupo justifican la existencia de estos contratos con la finalidad de uso propio.

- La experiencia pasada de los contratos demuestra que se han utilizado para uso propio, excepto en aquellos casos esporádicos en que haya sido necesario otro uso por motivos excepcionales o asociados con la gestión logística fuera del control y de la proyección del Grupo.

- El contrato no estipule su liquidación por diferencia, ni haya habido una práctica de liquidar por diferencias contratos similares en el pasado.

Los contratos de compra o venta a largo plazo de "commodities" que mantiene formalizados el Grupo, fundamentalmente de electricidad, combustible y otros insumos, cumplen con las características descritas anteriormente. Así, los contratos de compras de combustibles tienen como propósito utilizarlos para la generación de electricidad, los de compra de electricidad se utilizan para concretar ventas a clientes finales, y los de venta de electricidad para la colocación de producción propia.

El Grupo también evalúa la existencia de derivados implícitos en contratos e instrumentos financieros para determinar si sus características y riesgos están estrechamente relacionados con el contrato principal siempre que el conjunto no esté siendo contabilizado a valor razonable. En caso de no estar estrechamente relacionados, son registrados separadamente contabilizando las variaciones de valor directamente en el estado de resultados integrales.

g.6) Baja de activos y pasivos financieros

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando:

- Los derechos a recibir flujos de efectivo relacionados con los activos han vencido o se han transferido o, aun reteniéndolos, se han asumido obligaciones contractuales que determinan el pago de dichos flujos a uno o más receptores.

- El Grupo ha traspasado sustancialmente los riesgos y beneficios derivados de su titularidad, o si no los ha cedido ni retenido de manera sustancial, cuando no retenga el control de activo.

Las transacciones en las que el Grupo retiene de manera sustancial todos los riesgos y beneficios, que son inherentes a la propiedad de un activo financiero cedido, se registran como un pasivo de la contraprestación recibida. Los gastos de la transacción se registran en resultados siguiendo el método de la tasa de interés efectiva (ver Nota 4.g.1.).

Los pasivos financieros son dados de baja cuando se extinguen, es decir, cuando la obligación derivada del pasivo haya sido pagada, cancelada o bien haya expirado. Una permuta de un instrumento de deuda con condiciones sustancialmente diferentes, o una modificación sustancial de las condiciones actuales de un pasivo financiero existente (o una parte del mismo), se registra como una cancelación del pasivo financiero original, reconociéndose un nuevo pasivo financiero.

g.7) Compensación de activos y pasivos financieros

El Grupo compensa activos y pasivos financieros, y el monto neto se presenta en el estado de situación financiera, sólo cuando:

- existe un derecho en el momento actual, exigible legalmente, de compensar los montos reconocidos; y
- existe la intención de liquidar sobre una base neta, o de realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente.

Estos derechos sólo pueden ser legalmente exigibles dentro del curso normal del negocio, o bien en caso de incumplimiento, de insolvencia o de quiebra, de una o de todas las contrapartes.

g.8) Contratos de garantías financieras

Los contratos de garantías financieras, entendiendo como tales, las garantías concedidas por el Grupo a favor de terceros, se reconocen inicialmente por su valor razonable, ajustando los costos de transacción que sean directamente atribuibles a la emisión de la garantía.

Con posterioridad a su reconocimiento inicial, los contratos de garantías financieras se valoran al mayor de:

- el valor del pasivo determinado de acuerdo con la política contable de provisiones ver la Nota 4.m; y
- el valor del activo inicialmente reconocido menos, cuando proceda, la amortización acumulada registrada de acuerdo con la política de reconocimiento de ingresos (ver Nota 4.q).

h) Medición del valor razonable

El valor razonable de un activo o pasivo se define como el precio que sería recibido por vender un activo o pagado por transferir un pasivo, en una transacción ordenada entre participantes del mercado en la fecha de medición.

La medición a valor razonable asume que la transacción para vender un activo o transferir un pasivo tiene lugar en el mercado principal, es decir, el mercado de mayor volumen y nivel de actividad para el activo o pasivo. En ausencia de un mercado principal, se asume que la transacción se lleva a cabo en el mercado más ventajoso al cual tenga acceso la entidad, es decir, el mercado que maximiza la cantidad que sería recibido para vender el activo o minimiza la cantidad que sería pagado para transferir el pasivo.

Para la determinación del valor razonable, el Grupo utiliza las técnicas de valoración que sean apropiadas a las circunstancias y sobre las cuales existan datos suficientes para realizar la medición, maximizando el uso de datos de entrada observables relevantes y minimizando el uso de datos de entrada no observables.

En consideración a la jerarquía de los datos de entrada utilizados en las técnicas de valoración, los activos y pasivos medidos a valor razonable pueden ser clasificados en los siguientes niveles:

- Nivel 1: Precio cotizado (no ajustado) en un mercado activo para activos y pasivos idénticos.

- Nivel 2: Inputs diferentes a los precios cotizados que se incluyen en el nivel 1 y que son observables para activos o pasivos, ya sea directamente (es decir, como precio) o indirectamente (es decir, derivado de un precio). Los métodos y las hipótesis utilizadas para determinar los valores razonables de nivel 2, por clase de activos financieros o pasivos financieros, tienen en consideración la estimación de los flujos de caja futuros, descontados con las curvas cero cupón de tipos de interés de cada divisa. Todas las valoraciones descritas se realizan a través de herramientas externas como, por ejemplo, "Bloomberg".

- Nivel 3: Inputs para activos o pasivos que no están basados en información observable de mercado (inputs no observables).

Al medir el valor razonable el Grupo tiene en cuenta las características del activo o pasivo, en particular:

- Para activos no financieros, una medición del valor razonable tiene en cuenta la capacidad del participante en el mercado para generar beneficios económicos mediante la utilización del activo en su máximo y mejor uso, o mediante la venta de éste a otro participante del mercado que utilizaría el activo en su máximo y mejor uso;

- Para pasivos e instrumentos de patrimonio propio, el valor razonable supone que el pasivo no se liquidará y el instrumento de patrimonio no se cancelará, ni se extinguirán de otra forma en la fecha de medición. El valor razonable del pasivo refleja el efecto del riesgo de incumplimiento, es decir, el riesgo de que una entidad no cumpla una obligación, el cual incluye, pero no se limita, al riesgo de crédito propio de la compañía;

- En el caso de los derivados no negociables en mercados organizados, el Grupo utiliza para su valoración la metodología de flujos de caja descontados y modelos de valoración de opciones generalmente aceptados, basándose en las condiciones del mercado, tanto de contado como de futuros a la fecha de cierre de los estados financieros, incluyendo asimismo un ajuste por riesgo de crédito propio o "Debt Valuation Adjustment (DVA)" y el riesgo de contraparte o "Credit Valuation Adjustment (CVA)". La medición del "Credit Valuation Adjustment (CVA)" / "Debt Valuation Adjustment (DVA)" se realiza basándose en la exposición potencial futura del instrumento (posición acreedora u deudora) y el perfil de riesgo de las contrapartes y el propio del Grupo.

- En el caso de activos financieros y pasivos financieros con posiciones compensadas en riesgo de mercado o riesgo de crédito de la contraparte, se permite medir el valor razonable sobre una base neta, de forma congruente con la forma en que los participantes del mercado pondrían precio a la exposición de riesgo neta en la fecha de medición.

Los activos y pasivos registrados a valor razonable se presentan en Nota 23.3.

i) Inversiones contabilizadas por el método de participación

Las participaciones que el Grupo posee en asociadas y negocios conjuntos (ver Notas 2.5 y 2.6, respectivamente) se registran siguiendo el método de participación.

Según el método de participación, la inversión en una asociada o negocio conjunto se registra inicialmente al costo. A partir de la fecha de adquisición, se registra la inversión en el estado de situación financiera por la proporción de su patrimonio total, que representa la participación del Grupo en su capital, una vez ajustado, en su caso, el efecto de las transacciones realizadas con el Grupo, más las plusvalías que se hayan generado en la adquisición de la asociada o negocio conjunto. Si el monto resultante fuera negativo, se deja la participación en cero en el estado de situación financiera, a no ser que exista la obligación presente (ya sea legal o implícita) por parte del Grupo de reponer la situación patrimonial de la sociedad, en cuyo caso, se registra la provisión correspondiente.

Los estados financieros de las asociadas o negocios conjuntos se preparan para el mismo período sobre el que se informa que el Grupo. Cuando es necesario, se realizan ajustes para alinear las políticas contables con las del Grupo.

La plusvalía relativa a la asociada o negocio conjunto se incluye en el valor libros de la inversión y no se amortiza ni se realiza una prueba individual de deterioro, a menos que existan indicadores de deterioro.

Los dividendos percibidos de estas sociedades se registran reduciendo el valor de la inversión y los resultados obtenidos por las mismas, que corresponden al Grupo conforme a su participación, se registran en el rubro "Participación en ganancia (pérdida) de asociadas contabilizadas por el método de participación".

j) Inventarios

Los inventarios se valoran al precio medio ponderado de adquisición o valor neto de realización si éste es inferior. El valor neto de realización es el precio de venta estimado del activo en el curso normal de la operación, menos los costos de venta aplicables.

Lo costos incluyen el precio de compra más los costos incurridos necesarios para darles su condición y ubicación actuales, netos de descuentos comerciales y otras rebajas.

k) Activos no corrientes (o grupo de activos para su disposición) mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios y operaciones discontinuadas.

Los activos no corrientes, incluyendo las propiedades, planta y equipo, activos intangibles, inversiones en asociadas y negocios conjuntos, y los grupos de activos para su disposición (grupo de activos que se van a enajenar o distribuir junto con sus pasivos directamente asociados) se clasifican como:

- mantenidos para la venta si su valor en libros se recuperará fundamentalmente a través de una transacción de venta en lugar de por su uso continuado; o

- mantenidos para distribuir a los propietarios cuando la entidad se compromete a distribuir los activos (o grupos de activos para su disposición) a los propietarios.

Para la clasificación anterior, los activos deben estar disponibles para la venta o distribución inmediata en sus condiciones actuales y la venta o distribución debe ser altamente probable. Para que la transacción se considere altamente probable, la Gerencia debe estar comprometida con un plan de venta o distribución y debe haberse iniciado las acciones necesarias para completar dicho plan. Así mismo debe esperarse que la venta o distribución estén finalizadas en un año a partir de la fecha de clasificación.

Las actividades requeridas para completar el plan de venta o distribución deben indicar que es improbable que puedan realizarse cambios significativos en el plan, o que el mismo vaya a ser cancelado. La probabilidad de aprobación por los accionistas (si se requiere en la jurisdicción) debe considerarse como parte de la evaluación de si la venta o distribución es altamente probable.

Los activos o grupos sujetos a desapropiación clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios se miden al menor valor entre su valor en libros o su valor razonable menos los costos de venta o distribución.

La depreciación y amortización de estos activos cesan cuando se cumplen los criterios para ser clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios.

Los activos que dejen de estar clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios, o dejen de formar parte de un grupo de activos para su disposición, son valorados al menor de su valor en libros antes de su clasificación, menos las depreciaciones, amortizaciones o revalorizaciones que se hubieran reconocido

si no se hubieran clasificado como tales, y el valor recuperable en la fecha en que se reclasifican como activos no corrientes.

Los activos no corrientes y los componentes de grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios se presentan en el estado de situación financiera consolidado de la siguiente forma: los activos en una única línea denominada "Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios" y respectivos pasivos en una única línea denominada "Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios".

Una operación discontinuada es un componente del Grupo que ha sido dispuesto, o bien que ha sido clasificado como mantenido para la venta, y:

- representa una línea de negocio o un área geográfica, que es significativa y puede considerarse separada del resto;
- forma parte de un plan individual y coordinado para disponer de una línea de negocio o de un área geográfica de la operación que sea significativa y pueda considerarse separada del resto; o
- es una entidad subsidiaria adquirida exclusivamente con la finalidad de revenderla.

Los resultados después de impuestos de las operaciones discontinuadas se presentan en una única línea del estado de resultados integral denominada "Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas", así como también la ganancia o pérdida reconocida por la medición a valor razonable menos los costos de venta o por la disposición de los activos o grupos para su disposición que constituyan la operación discontinuada.

l) Acciones propias en cartera

Las acciones propias en cartera se presentan rebajando el rubro "Patrimonio Total" del estado de situación financiera consolidado y son valoradas a su costo de adquisición.

Los beneficios y pérdidas obtenidos por las sociedades en la enajenación de estas acciones propias se registran directamente en el Patrimonio Total: "Ganancias (pérdida) acumuladas", sin afectar la ganancia o pérdida del período.

m) Provisiones

Las provisiones se reconocen cuando el Grupo tiene una obligación presente (legal o implícita) como resultado de un evento pasado, es probable un desembolso de beneficios económicos que será requerido para liquidar la obligación, y se puede realizar una estimación confiable del monto de la obligación.

El monto reconocido como provisión es la mejor estimación de la consideración requerida para liquidar la obligación presente en la fecha de emisión de los estados financieros, teniendo en consideración los riesgos e incertidumbres que rodean a la obligación. Cuando una provisión se mide utilizando flujos de caja estimados para liquidar la obligación presente, su valor libros es el valor presente de esos flujos de caja (cuando el efecto del valor del dinero en el tiempo es importante). El devengo del descuento se reconoce como gasto financiero. Los costos legales incrementales esperados a ser incurridos en la resolución de la reclamación legal se incluyen en la medición de la provisión.

Las provisiones son revisadas al cierre de cada período de reporte y son ajustadas para reflejar la mejor estimación actual. Si ya no es probable que se requerirá un desembolso de beneficios económicos para liquidar la obligación, la provisión es reversada.

Un pasivo contingente no implica el reconocimiento de una provisión. Los costos legales esperados a ser incurridos en la defensa de la reclamación legal son llevados a resultados cuando se incurre en ellos. Los pasivos contingentes significativos son revelados a menos que la probabilidad de un desembolso de beneficios económicos sea remota.

m.1) Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares

Algunas de las empresas del Grupo tienen contraídos compromisos por pensiones y otros similares con sus trabajadores. Dichos compromisos, relacionados con planes de prestación definida, están instrumentados básicamente a través de planes de pensiones, excepto en lo relativo a determinadas prestaciones en especie, fundamentalmente los compromisos de suministro de energía eléctrica, para los cuales, dada su naturaleza, no se ha llevado a cabo la externalización y su cobertura se realiza mediante la correspondiente provisión interna.

Para los planes de prestación definida, las entidades consolidadas registran el gasto correspondiente a estos compromisos siguiendo el criterio del devengo durante la vida laboral de los empleados mediante la realización, a la fecha de los estados financieros, de los oportunos estudios actuariales calculados aplicando el método de la unidad de crédito proyectada. Los costos por servicios pasados que corresponden a variaciones en las prestaciones son reconocidos inmediatamente.

Los compromisos por planes de prestación definida representan el valor actual de las obligaciones devengadas, una vez deducido el valor razonable de los activos aptos afectos a los distintos planes, cuando es aplicable.

Las pérdidas y ganancias actuariales surgidas en la valoración, tanto de los pasivos como de los activos afectos a estos planes, se registran directamente como componente de "Otro resultado integral".

n) Conversión de saldos en moneda extranjera

Las operaciones que realiza cada sociedad en una moneda distinta de su moneda funcional se registran a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción. Durante el período, las diferencias que se producen entre el tipo de cambio contabilizado y el que se encuentra vigente a la fecha de cobro o pago se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integrales.

Asimismo, al cierre de cada período, la conversión de los saldos a cobrar o a pagar en una moneda distinta de la funcional de cada entidad, se realiza al tipo de cambio de cierre. Las diferencias de valoración producidas se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integrales.

o) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

En el estado de situación financiera consolidado adjunto, los saldos se clasifican en función de sus vencimientos, es decir, como corrientes aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses, excepto por las provisiones por obligaciones post empleo y otras similares, y como no corrientes, los de vencimiento superior a dicho periodo. Los activos y pasivos por impuestos diferidos se clasifican como no corrientes.

En el caso de existir obligaciones cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero sobre las cuales la Sociedad tiene el derecho sustancial de diferir la liquidación durante al menos 12 meses al final del período sobre el que se informa, se clasifican como pasivos no corrientes.

p) Impuesto a las ganancias

El gasto por impuesto a las ganancias del período se determina como la suma del impuesto corriente de las distintas entidades del Grupo y resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del período, una vez aplicadas

las deducciones que tributariamente son admisibles, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos tributarios, tanto por pérdidas tributarias como por deducciones. Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base tributaria generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén en vigor cuando los activos y pasivos se realicen, considerando para tal efecto las tasas que al final del período sobre el que se informa hayan sido aprobadas o para las cuales se encuentre prácticamente terminado el proceso de aprobación.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen por causa de todas las diferencias temporarias deducibles, pérdidas y créditos tributarios no utilizados, en la medida en que resulte probable que existan ganancias tributarias futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias y hacer efectivos los créditos tributarios, salvo que el activo impuesto diferido relativo a la diferencia temporaria deducible, surja del reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción que:

- no es una combinación de negocios; y
- en el momento en que fue realizada no afectó ni a la ganancia contable ni a la ganancia (pérdida) tributaria.

Con respecto a las diferencias temporarias deducibles, relacionadas con inversiones en subsidiarias, asociadas y acuerdos conjuntos, los activos por impuestos diferidos se reconocen sólo en la medida en que sea probable que las diferencias temporarias reviertan en un futuro previsible y que se disponga de ganancias tributarias contra las cuales puedan utilizarse las diferencias temporarias.

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de plusvalías y de aquellas cuyo origen está dado por la valorización de las inversiones en subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos, en las cuales el Grupo pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no se reviertan en un futuro previsible.

El impuesto corriente y las variaciones en los impuestos diferidos de activo o pasivo se registran en resultados, otro resultado integral o en rubros de Patrimonio Total en el estado de situación financiera, en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado.

Las rebajas que se puedan aplicar al monto determinado como pasivo por impuesto corriente, se imputan en resultados como un abono al rubro "Gasto por impuestos a las ganancias", salvo que existan dudas sobre su realización tributaria, en cuyo caso no se reconocen hasta su materialización efectiva, o correspondan a incentivos tributarios específicos, registrándose en este caso como subvenciones.

En cada cierre contable, se revisan los impuestos diferidos registrados, tanto activos como pasivos, y se efectúan correcciones necesarias en función del resultado de este análisis.

Los activos por impuestos diferidos y los pasivos por impuestos diferidos se compensan en el estado de situación financiera, si se tiene el derecho legalmente exigible de compensar activos por impuestos corrientes contra pasivos por impuestos corrientes, y sólo si estos impuestos diferidos se relacionan con impuestos sobre las ganancias correspondientes a la misma autoridad fiscal.

q) Reconocimiento de ingresos y gastos

Los ingresos de actividades ordinarias se reconocen cuando (o a medida que) se transfiere el control sobre un bien o servicio al cliente. Los ingresos se miden en base a la contraprestación a la que se espera tener derecho por dicha transferencia de control, excluyendo los montos recaudados en nombre de terceros.

El Grupo analiza y toma en consideración todos los hechos y circunstancias relevantes para el reconocimiento de ingresos, aplicando el modelo de cinco pasos establecido por la NIIF 15: 1) Identificación del contrato con el cliente; 2) Identificación de las obligaciones de desempeño; 3) Determinación del precio de la transacción; 4) Asignación del precio de la transacción; y 5) Reconocimiento del ingreso.

A continuación, se detallan los criterios de reconocimiento de ingresos por tipo de bien o servicio prestado por el Grupo:

- Suministro de electricidad (venta y transporte): corresponde a una obligación de desempeño única que transfiere al cliente una serie de bienes/servicios distintos que son sustancialmente iguales y que tiene el mismo patrón de transferencia. Dado que el cliente recibe y consume de manera simultánea los beneficios proporcionados por la compañía, se considera una obligación de desempeño satisfecha a lo largo del tiempo. En estos casos, Enel Chile aplica un método de producto para reconocer los ingresos en la cantidad a la que tiene derecho a facturar por la electricidad suministrada hasta la fecha.

  - Generación: los ingresos se registran de acuerdo a las entregas físicas de energía y potencia, a los precios establecidos en los respectivos contratos, a los precios estipulados en el mercado eléctrico por la regulación vigente o al costo marginal de la energía y potencia, según se trate de clientes libres, clientes regulados o comercialización de energía en el mercado spot, respectivamente.

  - Distribución: los ingresos se registran en función de las cantidades de energía suministrada a los clientes durante el período, a los precios establecidos en los respectivos contratos o a los precios estipulados en el mercado eléctrico por la regulación vigente, según se trate de clientes libres o clientes regulados, respectivamente.

  Estos ingresos incluyen una estimación del servicio suministrado y no facturado, hasta la fecha de cierre de los estados financieros (ver Notas 2.3, 28 y Anexo 2.2).

- Venta y transporte de gas: los ingresos se reconocen a lo largo del tiempo, en base a las entregas físicas efectivas de gas en el período de consumo, a los precios establecidos en los contratos respectivos.

- Otros servicios: principalmente prestación de servicios complementarios al negocio eléctrico, construcción de obras y servicios de ingeniería y consultoría. Los clientes controlan los activos comprometidos a medida que se crean o se mejoran, por lo tanto, la compañía reconoce estos ingresos a lo largo del tiempo en función del grado de avance, midiendo el progreso a través de métodos de producto (desempeño completado a la fecha, hitos alcanzados, etc.) o métodos de recursos (recursos consumidos, horas de mano de obra gastadas, etc.), según sea apropiado en cada caso.

- Venta de bienes: los ingresos por venta de bienes son reconocidos en un determinado momento, cuando el control de dichos bienes ha sido traspasado al cliente, lo cual ocurre generalmente en el momento de su entrega física. Los ingresos son medidos al precio de venta independientes de cada bien, asignando cualquier tipo de contraprestación variable que corresponda.

En contratos en los que se identifican múltiples bienes y servicios comprometidos, los criterios de reconocimiento serán de aplicación a cada obligación de desempeño identificable de la transacción, en función del patrón de transferencia de control de cada bien o servicio que es distinto y del precio de venta independiente asignado a cada uno de ellos, o a dos o más transacciones conjuntamente, cuando estas están vinculadas a contratos con clientes que se negocian con un objetivo comercial único, los bienes y servicios comprometidos representan una obligación de desempeño única y sus precios de venta no son independientes.

Enel Chile determina la existencia de componentes de financiación significativos en sus contratos, ajustando el valor de la contraprestación si corresponde, para reflejar los efectos del valor temporal del dinero. Sin embargo, el Grupo aplica la solución práctica provista por la NIIF 15, y no ajustará el valor de la contraprestación comprometida por los efectos de un componente de financiación significativo si la compañía espera, al comienzo del contrato, que el período transcurrido entre el pago y la transferencia de bienes o servicio al cliente es de un año o menos.

El Grupo excluye de la cifra de ingresos de actividades ordinarias aquellas entradas brutas de beneficios económicos recibidas cuando actúa como agente o comisionista por cuenta de terceros, registrando únicamente como ingresos el pago o comisión a la que espera tener derecho.

Dado que la compañía reconoce principalmente ingresos por el monto al que tiene derecho a facturar, ha decidido aplicar la solución práctica de divulgación prevista en la NIIF 15, mediante la cual no se requiere revelar el monto agregado del precio de la transacción asignado a las obligaciones de desempeño no satisfechas (o parcialmente no satisfechas) al final del período sobre el que se informa.

Además, el Grupo evalúa la existencia de costos incrementales de obtener un contrato con un cliente y costos directamente relacionados con el cumplimiento de un contrato con un cliente. Estos costos se reconocen como un activo intangible si se espera su recuperación y se amortizan de manera congruente con la transferencia de los bienes o servicios relacionados. Como solución práctica, los costos incrementales de obtener un contrato pueden reconocerse como gasto si el período de amortización del activo que se hubiese reconocido es de un año o menos. Los costos que no califiquen para su activación se reconocen como gasto en el momento en que se incurran, a menos que sean explícitamente imputables al cliente. Al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, los costos incrementales de obtener un contrato capitalizados por el Grupo se relacionan fundamentalmente con comisiones pagadas a agentes de venta (ver Nota 15).

Los ingresos (gastos) por intereses se contabilizan considerando la tasa de interés efectiva aplicable al principal pendiente de amortizar durante el período de devengo correspondiente.

r) Ganancia (pérdida) por acción

La ganancia básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia (pérdida) neta del período atribuible a la Sociedad Matriz y el número promedio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante dicho período, sin incluir el número promedio de acciones de la Sociedad Matriz en poder de otras subsidiarias dentro del Grupo, si las hubiera.

La ganancia básica por acción de operaciones continuadas se calcula como el cociente entre la ganancia (pérdida) después de impuestos procedente de operaciones continuadas y discontinuadas atribuible a la Sociedad Matriz y el número promedio ponderado de acciones ordinarias de la Sociedad Matriz en circulación durante el período, excluyendo el número promedio de acciones de la Sociedad Matriz en poder de otras subsidiarias dentro del Grupo, si las hubiera.

La ganancia básica por acción diluida se calcula como el cociente entre la ganancia (pérdida) neta del período atribuible a la Sociedad Matriz y el número promedio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante dicho

período más el número promedio ponderado de acciones ordinarias que se emitirían al convertir todas las acciones ordinarias potenciales con efectos dilusivos en acciones ordinarias, si existieran.

s) Dividendos

El artículo N°79 de la Ley 18.046 de Sociedades Anónimas de Chile establece que, salvo acuerdo diferente adoptado en la junta respectiva, por la unanimidad de las acciones emitidas, las sociedades anónimas abiertas deberán distribuir anualmente como dividendo en dinero a sus accionistas, a prorrata de sus acciones o en la proporción que establezcan los estatutos si hubiere acciones preferidas, a lo menos el 30% de las utilidades líquidas de cada ejercicio, excepto cuando corresponda absorber pérdidas acumuladas provenientes de ejercicios anteriores.

Considerando que lograr un acuerdo unánime, dado la atomizada composición accionaria del capital social de Enel Chile, es prácticamente imposible, al cierre de cada año se determina el monto de la obligación por dividendo mínimo con los accionistas, neta de los dividendos provisorios que se hayan aprobado en el curso del ejercicio, y se registra contablemente en el rubro "Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar" y en el rubro "Cuentas por pagar a entidades relacionadas", según corresponda, con cargo al Patrimonio Total.

Los dividendos provisorios y definitivos se registran como menor "Patrimonio Total" en el momento de su aprobación por el órgano competente, que en el primer caso normalmente es el Directorio de la Sociedad, mientras que en el segundo la responsabilidad recae en la Junta General Ordinaria de Accionistas.

t) Gastos de emisión y colocación de acciones

Los gastos de emisión y colocación de acciones, en la medida que sean gastos incrementales directamente atribuibles a la transacción, se registran directamente en el patrimonio neto como una deducción de la cuenta "Primas de emisión", netos de los efectos fiscales que corresponda.

En el caso que la cuenta prima de emisión no tenga saldo, o que los gastos de emisión y colocación de acciones excedan su monto, éstos se registran en la cuenta "Otras reservas". Posteriormente, estos costos deben ser deducidos del capital pagado, deducción que debe ser aprobada en la Junta Extraordinaria Accionistas más cercana, respecto de la fecha en que los correspondientes desembolsos fueron incurridos.

Los gastos de emisión y colocación de acciones directamente relacionados a una probable transacción futura, se registran como gastos anticipados en el estado de situación financiera. Estos gastos se registran en el patrimonio neto una vez que la emisión y colocación de acciones se realice, o en resultados cuando la condición cambia y ya no se espera que la transacción ocurra.

u) Estado de flujos de efectivo

El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de caja realizados durante el período, determinados por el método directo, utilizando las siguientes expresiones en el sentido que figura a continuación:

- Flujos de efectivo: entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiendo por éstos las inversiones a plazo inferior a tres meses, de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.

- Actividades de operación: son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios del Grupo, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiamiento.

- Actividades de inversión: las de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.

- Actividades de financiación: actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio total y de los pasivos de carácter financiero.

v) Reclasificación

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 MUS$6.592. Asimismo, los resultados correspondientes al tercer trimestre de 2025 incluyen los efectos de esta reclasificación por MUS$2.544.

5. Regulación sectorial y funcionamiento del sistema eléctrico

5.1. Descripción general y estructura de la industria

En el Mercado Eléctrico chileno existen cuatro categorías de agentes locales: generadores, transmisores, distribuidores y grandes clientes. Los tres segmentos de negocio de la industria -generación, transmisión y distribución- deben operar de manera interconectada y coordinada para suministrar electricidad a los clientes finales a un costo mínimo y dentro de los estándares de calidad y seguridad requeridos por las normas y regulaciones de la industria.

El sector eléctrico chileno está dividido físicamente en tres redes principales: Sistema Eléctrico Nacional (SEN), que se extiende desde Arica en el norte de Chile hasta Chiloé, en el sur de Chile, y dos redes aisladas más pequeñas (Aysén y Magallanes).

Generación

Los generadores suministran electricidad a los clientes finales utilizando líneas y subestaciones que pertenecen a las empresas de transmisión y distribución. El Segmento de Generación opera de manera competitiva, y los generadores pueden vender su energía a clientes no regulados y a otras compañías de generación a través de contratos a precios libremente negociados. También pueden vender a empresas distribuidoras para abastecer a clientes regulados a través de contratos regidos por licitaciones definidas por las autoridades.

Transmisión

Las empresas de transmisión son propietarias de líneas y subestaciones con un voltaje superior a 23 kV que fluyen desde los puntos de producción de los generadores hasta los centros de consumo o distribución, cobrando un peaje regulado por el uso de sus instalaciones. El segmento de transmisión es un monopolio natural sujeto a regulaciones especiales de la industria, incluida la legislación antimonopolio. Las tarifas están reguladas, y el acceso debe ser abierto y garantizado en condiciones no discriminatorias.

Distribución

Las empresas distribuidoras suministran electricidad a clientes finales utilizando infraestructuras eléctricas inferiores a 23 kV. El Segmento de Distribución y Redes es un monopolio natural sujeto también a regulaciones especiales de la industria, incluida la legislación antimonopolio. La red eléctrica es de acceso abierto y las tarifas de distribución están reguladas. Las empresas distribuidoras deben suministrar electricidad a los clientes regulados dentro de su área de concesión a precios regulados. De acuerdo con la Ley N°21.194 ("Ley de Tarifas de Distribución"), las empresas distribuidoras no pueden celebrar nuevos contratos de suministro de energía eléctrica con clientes no regulados.

Concesiones

La generación hidroeléctrica requiere una concesión otorgada por las autoridades para operar por tiempo indefinido; sin embargo, otros tipos de tecnologías para la generación de electricidad no requieren de concesiones. El Ministerio de Energía de Chile otorga concesiones de distribución por períodos indefinidos y el derecho de uso de áreas públicas para la construcción de líneas de distribución. Las empresas distribuidoras deben suministrar electricidad a todos los clientes que soliciten servicio dentro de su área de concesión. Una concesión puede declararse caducada si la calidad del servicio no cumple con los estándares mínimos específicos establecidos por el regulador.

Clientes

Los clientes se clasifican según su demanda como regulados o no regulados. Los clientes regulados son aquellos con una capacidad conectada de hasta 5.000 kW. Los clientes no regulados son aquellos con una capacidad conectada de más de 5.000 kW. Los clientes con una capacidad conectada entre 300 kW y 5.000 kW pueden optar por ser regulados o no regulados, sujetos al régimen de precios respectivo, pero deben permanecer en la categoría seleccionada durante al menos cuatro años.

Límites a la integración y concentración

La legislación antimonopolio establecida en el Decreto con Fuerza de Ley ("DFL") 211 (modificado en 2016 por la Ley N°20.945) junto con la normativa sectorial eléctrica contenida en la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), cuyo texto refundido, coordinado y sistematizado se encuentra en el DFL N°4/20.018 de 2006, establecen restricciones y obligaciones destinadas a prevenir la concentración económica, la integración vertical indebida y las prácticas abusivas en el mercado eléctrico chileno. Las empresas pueden participar en diferentes segmentos de mercado (generación, distribución y transmisión) en la medida en que estén debidamente separados, tanto desde una perspectiva contable como corporativa. Las empresas también deben cumplir con las condiciones establecidas en la Resolución N° 667/2002 y la Ley de Tarifa de Distribución, que se analizan a continuación.

El sector de la transmisión está sujeto a las restricciones más significativas, principalmente debido a sus requisitos de acceso abierto. La LGSE establece que las empresas operadoras o propietarias de los Sistemas de Transmisión Nacional ("STN") no podrán realizar actividades dentro del Segmento de Generación o Distribución, y deben ser constituidas como sociedades anónimas abiertas o cerradas sujetas a obligaciones de información y publicidad. Las participaciones individuales en el STN por parte de empresas que operan en otro segmento de clientes eléctricos o no regulados no pueden exceder, directa o indirectamente, el 8% del valor total de inversión del STN. Además, la participación agregada de todos estos agentes en el STN no puede exceder el 40% del valor total de la inversión.

De acuerdo con la LGSE, no existen restricciones a la concentración del mercado para las actividades de generación y distribución. Sin embargo, las autoridades antimonopolio chilenas han impuesto medidas específicas para aumentar la transparencia asociada con la Compañía y sus subsidiarias a través de la Resolución N°667/2002 emitida por el Tribunal de Libre Competencia.

La Resolución N°667/2002 establece que Enel Chile debe mantener separados sus segmentos de generación y distribución, y administrarlos como unidades de negocio independientes. Enel Chile, Enel Generación y Enel Distribución están registradas en la CMF y deben permanecer sujetas a su autoridad regulatoria, y cumplir con las regulaciones aplicables a las sociedades anónimas cotizadas, incluso si alguna de estas compañías pierde dicha designación. Los miembros de los Directorios de Enel Chile y sus subsidiarias deben ser elegidos de grupos diferentes e independientes, y los auditores externos de las empresas deben ser diferentes para fines estatutarios locales.

Mercados Eléctricos

Las compañías de generación pueden vender electricidad a compañías de distribución, clientes finales no regulados u otras compañías de generación a través de contratos. Las empresas de generación cumplen con sus necesidades contractuales de venta con electricidad despachada, ya sea producida por ellas o compradas a otras empresas de generación en el mercado spot o mediante contratos. Las diferencias entre sus inyecciones físicas y sus retiros contractuales se valorizan en el mercado spot al costo marginal horario calculado por el CEN, que refleja el costo de producción del último kWh despachado.

Los clientes sujetos al régimen de precios no regulado pueden negociar su suministro de electricidad con cualquier proveedor; sin embargo, deben pagar un peaje regulado por usar la red de transmisión y distribución. Los clientes

regulados con unidades de generación residencial pueden vender sus excedentes a su empresa distribuidora bajo ciertas condiciones (regulación de facturación neta). Desde noviembre de 2018, la Ley N°21.118 permite a los clientes regulados con una capacidad instalada de generación residencial de hasta 300 kW vender sus excedentes, tanto de manera agregada como individual.

Derechos de agua

Las empresas en Chile deben pagar una tarifa anual por los derechos de agua no utilizados. Las tarifas de licencia ya pagadas pueden recuperarse a través de créditos fiscales mensuales, a partir de la fecha de inicio del proyecto asociado con los derechos de agua. Los derechos máximos de licencia que se pueden recuperar son los pagados durante los ocho años anteriores a la fecha de inicio.

5.2. Marco Regulatorio

Desde sus inicios, las empresas del sector privado han desarrollado la industria eléctrica chilena; sin embargo, se llevó a cabo un proceso de nacionalización por parte del gobierno entre 1970 y 1973. Durante la década de 1980, la LGSE reorganizó el sector, permitiendo la participación renovada del sector privado. Actualmente, la industria se rige por la Ley General de Servicios Eléctricos, contenida en el Decreto con Fuerza de Ley N°4/20.018 de 2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, y sus sucesivas modificaciones.

Las Energías Renovables No Convencionales ("ERNC") se han promovido en Chile desde 2008. ERNC se refiere a la electricidad eólica, solar, geotérmica, biomasa, oceánica (movimiento de mareas, olas, corrientes y gradiente térmico del océano) y minicentrales hidroeléctricas con una capacidad inferior a 20 MW. La Ley N°20.698 elevó la obligación de incorporación de ERNC desde un 10% al año 2024 a un 20% al año 2025, aplicada de manera gradual conforme al régimen establecido en dicha normativa.

5.2.1. Principales autoridades reguladoras

Responsable de establecer la política

El Ministerio de Energía es la autoridad reguladora líder en la industria energética chilena. Promulga y coordina planes, reglamentos, políticas y estándares para el buen funcionamiento del sector y el desarrollo de la industria en Chile.

Responsable de la regulación y órgano de supervisión

La Comisión Nacional de Energía (CNE) es el organismo técnico encargado de analizar y proponer la regulación económica del sector eléctrico, elaborar informes técnicos tarifarios, conducir procesos de planificación y expansión de transmisión, dictar normativa técnica en el ámbito de sus competencias y proponer al Ministerio de Energía las tarifas reguladas para su fijación mediante decreto. La Superintendencia de Electricidad y Combustibles inspecciona y supervisa el cumplimiento de las leyes, normas, reglamentos y normas técnicas aplicables a la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, así como de combustibles líquidos y gas, y reporta al Ministerio de Energía.

Operador del sistema

El Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) es el organismo técnico e independiente encargado de coordinar la operación del SEN, con el objeto de preservar la seguridad del servicio, garantizar la operación más económica del conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico y asegurar el acceso abierto a los sistemas de transmisión. El CEN calcula los balances de mercado, que incluyen tanto las inyecciones como los retiros de energía, determina las transferencias entre empresas generadoras y calcula el costo marginal horario, el precio al que se realizan las

transferencias de energía en el mercado spot. Sin embargo, el CEN no fija el precio regulado asociado al pago por capacidad de generación disponible para el sistema. Este precio, que remunera la disponibilidad de las centrales para cubrir la demanda máxima del sistema, es calculado por la CNE y posteriormente fijado mediante decreto del Ministerio de Energía.

El CEN programa la producción de energía de cada empresa generadora considerando sus costos marginales, la capacidad máxima que un generador puede suministrar al sistema, información estadística, contabilización del tiempo de mantenimiento y condiciones de aridez para las centrales hidroeléctricas.

5.2.2. Remuneración y tarifas

Remuneración de los generadores

Para reducir los costos operativos, el CEN aplica un criterio de eficiencia en el que generalmente se requiere que el productor de menor costo disponible satisfaga la demanda en cualquier momento. Como resultado, en cualquier nivel específico de demanda, se proporciona el suministro apropiado al menor costo de producción posible, también conocido como costo marginal, disponible en el sistema. Este costo marginal por hora es el precio al que los generadores comercializan energía en el mercado spot, utilizando tanto sus inyecciones (ventas) como sus retiros (compras) para equilibrar las ventas de sus clientes contratados con su producción determinada por el CEN.

Tarifas de transmisión

La remuneración de las instalaciones de transmisión nacional, zonal y para polos de desarrollo se determina mediante procesos regulados de valorización y tarificación, actualmente estructurados sobre la base de la Ley N°20.936 y sus modificaciones posteriores. Este proceso determina el Valor Anual de la Transmisión, considerando costos eficientes de operación y mantenimiento, la anualidad del valor de inversión de las instalaciones, su vida útil y una tasa de descuento calculada por la CNE cada cuatro años, aplicable después de impuestos, que no puede ser inferior al 7% ni superior al 10%.

La regulación vigente establece que la remuneración de transmisión es la suma de los ingresos tarifarios y los ingresos por cargos de uso recibidos por el sistema de transmisión, definidos como $/kWh por la CNE. Los ingresos se calculan semestralmente. El proceso de valorización para el período 2020-2023 concluyó con la publicación del Decreto 7T de 2022 en febrero de 2023, con efectos retroactivos desde el 1 de enero de 2020, y dicho decreto se ha mantenido vigente desde entonces. En este contexto, la Ley N°21.833 dispuso que la vigencia del Decreto 7T de 2022 se extienda, por única vez y mediante decreto del Ministerio de Energía, hasta el 31 de diciembre de 2028. La misma ley estableció que los estudios de valorización 2024-2027 servirán de base para el proceso tarifario 2029-2032.

Tarifas de distribución

La Ley General de Servicios Eléctricos establece límites a los rendimientos de las inversiones para las empresas distribuidoras. Las tarifas cobradas por las empresas de distribución a los clientes finales regulados se fijan cada cuatro años. Las tarifas están determinadas por la suma del costo de la electricidad comprada por la compañía distribuidora a los suministradores, un cargo de transmisión, un cargo por servicio público y el valor agregado de la distribución de electricidad ("VAD"), lo que permite a las compañías de distribución recuperar sus costos de inversión y operación, incluido un retorno de la inversión considerado en la metodología tarifaria. La tarifa de transmisión refleja el precio pagado por la transmisión y transformación de electricidad. La ley también prohíbe a las empresas de distribución operar en otros sectores o industrias a partir de 2021.

El VAD se determina a partir de empresas modelo eficientes definidas para cada área típica de distribución ("ATD"), sobre la base de estudios de costos que consideran los costos fijos, pérdidas medias y costos estándares de inversión,

mantención y operación asociados a la actividad de distribución. Para anualizar las inversiones, la CNE calcula una tasa de actualización después de impuestos que no puede ser inferior al 6% ni superior al 8%. Con las tarifas preliminares resultantes, la CNE realiza un chequeo de rentabilidad económica después de impuestos para el conjunto agregado de las instalaciones de distribución de las empresas concesionarias, consideradas como si fueran una sola, aceptándose dichas tarifas si esa rentabilidad agregada no difiere en más de dos puntos porcentuales al alza ni tres puntos porcentuales a la baja respecto de la tasa de actualización calculada por la CNE, en caso contrario, los valores agregados deben ajustarse proporcionalmente hasta alcanzar el límite más próximo.

La regulación de la electricidad establece mecanismos de igualdad tarifaria para los servicios eléctricos. La Ley N°20.928 establece que la tarifa máxima que las empresas distribuidoras pueden cobrar a los clientes residenciales no debe exceder la tarifa nacional promedio en más del 10%. Las diferencias derivadas de la aplicación de este mecanismo son absorbidas progresivamente por el resto de los clientes sujetos a precios regulados, por debajo de la media mencionada, excepto para aquellos usuarios residenciales cuyo consumo medio mensual de energía en el año natural anterior sea inferior o igual a 200 kWh.

El proceso de fijación del valor agregado de distribución para 2020-2024 concluyó en julio de 2024 y es efectivo retroactivamente, desde el 4 de noviembre de 2020. Ley N°21.833 dispuso que el decreto tarifario del cuadrienio 2024-2028 fijará fórmulas tarifarias para el sexenio 2024-2030, sobre la base del estudio de costos e informe técnico preliminar ya elaborados para dicho proceso. Mientras dicho decreto no sea publicado, se mantienen vigentes las tarifas fijadas para 2020-2024.

5.2.3. Normativa ambiental

Chile tiene numerosas leyes, reglamentos, decretos y ordenanzas municipales que abordan consideraciones ambientales. Entre ellos se encuentran las regulaciones relacionadas con la eliminación de desechos (incluida la descarga de desechos industriales líquidos), el establecimiento de industrias en áreas que pueden afectar la salud pública y la protección del agua para consumo humano.

La Ley de Medioambiente N°19.300 fue promulgada en 1994 y ha sido modificada por varias normas, incluida la Norma del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental emitida en 1997 y modificada en 2001. Esta ley establece un marco general de regulación del derecho a vivir en un ambiente libre de contaminación, la protección del medio ambiente, la preservación de la naturaleza y la conservación del patrimonio ambiental. Los proyectos de generación o transmisión que cumplen las condiciones establecidas en la normativa deben ingresar al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental mediante una Declaración de Impacto Ambiental o un Estudio de Impacto Ambiental, según la naturaleza y magnitud de sus impactos.

El 10 de septiembre de 2014 se promulgó la Ley N°20.780 que incluyó tarifas por la emisión de Material Particulado (PM), NOX, SO2 y CO2 a la atmósfera. Para las emisiones de CO2, la tarifa es de US$ 5 por tonelada (no aplicable a la generación de biomasa renovable). Las emisiones de PM, NOX y SO2 se cobran el equivalente a US$ 0,10 por tonelada, multiplicado por el resultado de una fórmula basada en la población del municipio donde se encuentra la planta de generación, lo que resulta en una tarifa adicional de US$ 0,90 por tonelada de emisiones de PM, US$ 0,01 por tonelada de emisiones de SO2, y US$ 0,025 por tonelada de emisiones de NOX. Este impuesto entró en vigor en 2018, y el monto adeudado se calculó en función de las emisiones del año anterior. Todas las centrales térmicas de Enel Generación Chile han establecido metodologías para medir las emisiones y pagar los impuestos relacionados en línea con los requisitos de la Superintendencia del Medio Ambiente de Chile.

El 13 de junio de 2022 se promulgó la Ley N°21.455 (Ley Marco de Cambio Climático). Ley que establece que Chile sea carbono neutral y resiliente al clima para 2050, lo que podría adelantarse si las circunstancias lo permiten. Para abordar el cambio climático, la ley establece acciones concretas para 17 departamentos ejecutivos, así como

facultades y obligaciones a nivel regional y local. También establece la Estrategia Climática a Largo Plazo, una hoja de ruta que detalla cómo el país cumplirá sus compromisos a través de acciones concretas durante un período sobre 30 años, y requiere la elaboración de planes sectoriales de mitigación y adaptación con medidas y acciones concretas para cumplir con estos objetivos. El 13 de diciembre de 2024 el Ministerio de Energía publicó el Plan de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático de Energía, el que contiene 15 acciones claves, con 13 medidas concretas contenidas en 3 ejes principales (mitigación, adaptación e integración y medio de implementación).

5.2.4. Temas Regulatorios

Leyes 2019 - 2026

(i) Ley N°21.185 – Crea un Mecanismo Transitorio de Estabilización de Precios de la Energía Eléctrica para Clientes sujetos a Regulación de Tarifas

Con fecha 2 de noviembre de 2019 el Ministerio de Energía publica la Ley N°21.185 que creó un Mecanismo Transitorio de Estabilización de Precios de la Energía Eléctrica para Clientes sujetos a Regulación de Tarifas. 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 denominarán "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 LGSE, no pudiendo ser superiores 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 dan origen a una cuenta por cobrar a favor de los generadores con un límite de MMUS$ 1.350. 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.

(ii) Ley N°21.472 – Crea 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

Con fecha 2 de agosto de 2022, el Ministerio de Energía publica 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. Por medio de esta Ley se establece un Mecanismo Transitorio de Protección al cliente (MPC) que estabilizó los precios de la energía, para el Sistema Eléctrico Nacional y los sistemas medianos complementario a aquel establecido en la ley N°21.185, para los clientes sujetos a regulación de precios suministrados por empresas concesionarias de servicio público de distribución regulados por la Ley General de Servicios Eléctricos. El MPC tuvo por objeto pagar las diferencias que se produzcan entre la facturación de las empresas de distribución a los clientes finales por la componente de energía y potencia, y el monto que corresponda pagar por el suministro eléctrico a las empresas de generación. Los recursos contabilizados en la operación del MPC no podían superar los 1.800 millones de dólares de los Estados Unidos de América, y su vigencia se extenderá hasta que se extingan los saldos originados por aplicación de esta ley. A partir del año 2023, la Comisión Nacional de Energía deberá proyectar semestralmente el pago total del Saldo Final Restante para una fecha que no podrá ser posterior al día 31 de diciembre de 2032. El día 14 de marzo de 2023, se publicó la Resolución Exenta N°86, y la Resolución Exenta N°334 del 9 de agosto de 2023, modificada por la Resolución Exenta N°379 del 8 de agosto de 2024 se establecieron, entre otras materias, ciertas disposiciones, procedimientos, plazos y condiciones para la adecuada implementación de la Ley MPC.

Con motivo de la aplicación del mecanismo de estabilización de precios establecido bajo la Ley MPC y las Resoluciones Exentas, la Tesorería General de la República, por delegación efectuada por el Ministerio de Hacienda y en representación del FET, emitirá títulos de crédito transferibles a la orden (los "Documentos de Pago"), que

permitirán a su portador cobrar la restitución de ciertos montos adeudados originados por la aplicación la Ley MPC y del mencionado mecanismo de estabilización de precios de la energía y los intereses reconocidos en los referidos Documentos de Pago, en las fechas que en ellos se establezcan.

(iii) Ley N°21.667 – Modifica Diversos Cuerpos Legales, en Materia de Estabilización Tarifaria

El día 30 de abril de 2024 se publicó la Ley N°21.667, que establece, entre otros aspectos, cuatro ítems relevantes:

a. 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

b. 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.

c. Se aumenta el fondo MPC a 5.500 millones de dólares, de los cuales 3.700 millones de dólares cuentan con un 30% de garantía fiscal. Estos saldos deberán ser restituidos a más tardar al 31 de diciembre de 2035.

d. 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 empezaron a pagar 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 empezaron a pagar 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 adicionó el cargo MPC.

(iv) Ley N°21.833 – Ley de Protección Tarifaria Eléctrica

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, se estima que este se encuentre en torno a CLP$840.000 millones, el cual debe ser confirmado por la SEC, y serán pagados mediante documentos 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.

6. Activos no corrientes o grupos de activos mantenidos para la venta

6.1. Proceso de venta de activos vinculados a unidades generadoras a carbón

La Compañía está llevando a cabo importantes avances tendientes a perfeccionar la venta de determinados activos vinculados a la unidad generadora a carbón Bocamina II. Dicha unidad, en línea con la estrategia de sostenibilidad del Grupo y previa autorización de la Comisión Nacional de Energía, cesó sus operaciones y fue desconectada del Sistema Eléctrico Nacional el 30 de septiembre de 2022.

La Administración de Enel Chile estima que con una muy alta probabilidad que la venta de estos activos se materializará durante los próximos doce meses.

Al 30 de septiembre de 2026, de acuerdo con lo establecido en la NIIF 5 "Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuadas" y siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), la Compañía reclasificó dichos activos como mantenidos para la venta. En consecuencia, estos activos fueron medidos al menor valor entre su importe en libros y su valor razonable menos los costos de venta, alcanzando un importe de MUS$32.098 (ver nota 17.c).v).

7. Efectivo y equivalentes al efectivo

a) La composición del rubro al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Efectivo en caja	33	213
Saldos en bancos	330.516	381.655
Depósitos a corto plazo	40.586	80.056
Total	**371.135**	**461.924**

Los depósitos a corto plazo vencen en un plazo inferior a tres meses desde su fecha de adquisición y devengan el interés de mercado para este tipo de inversiones de corto plazo. No existen restricciones a la disposición de efectivo y equivalentes.

b) El detalle por tipo de moneda del saldo anterior es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Moneda	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Peso Chileno	11.684	103.917
Dólar Estadounidense	359.298	357.864
Peso Argentino	66	16
Euro	44	83
Unidad de Fomento	43	44
Total	**371.135**	**461.924**

Para más detalles acerca del Estado de Flujos de Efectivo, ver a continuación:

c) La siguiente tabla presenta los flujos utilizados en "Otros pagos por actividades de operación" incluidos en el Estado de Flujos de Efectivo por los ejercicios terminados al 30 de septiembre de 2026 y 2025:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	2026	2025
IVA débito fiscal	(111.058)	(71.378)
Primas de seguros	(15.939)	(29.874)
Impuesto sobre emisiones	(14.655)	(10.914)
Otros	(9.490)	(11.987)
Total	**(151.142)**	**(124.153)**

d) Conciliación de los pasivos que surgen de las actividades de financiación por los ejercicios terminados al 30 de septiembre de 2026 y 2025:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

		Deuda Financiera Corriente	Deuda Financiera No Corriente	Pasivos por arrendamientos	Activos mantenidos para cubrir pasivos que surgen de actividades financieras	Total
	Saldo inicial al 01.01.2026	**488.918**	**3.031.859**	**410.197**	**(18.984)**	**3.911.990**
Flujos de efectivo de financiamiento	Provenientes	40.859	275.000	-	25.293	341.152
	Utilizados	(139.562)	(275.000)	(29.686)	-	(444.248)
	Intereses Pagados	(98.663)	-	-	-	(98.663)
	Total flujos de efectivo de financiamiento	**(197.366)**	**-**	**(29.686)**	**25.293**	**(201.759)**
Cambios que no representan flujos de efectivo	Cambios en valor razonable	(47.783)	-	-	(31.484)	(79.267)
	Diferencias de cambio	(920)	(3.617)	(13.322)	7.425	(10.434)
	Costos financieros (1)	122.382	4.325	13.386	-	140.093
	Nuevos pasivos por arrendamientos	-	-	56.046	-	56.046
	Otros cambios	337.288	(338.184)	851	(3.203)	(3.248)
	Saldo final al 30.09.2026	**702.519**	**2.694.383**	**437.472**	**(20.953)**	**3.813.421**
	Descomposición por rubro					
	Cuentas por pagar a entidades relacionadas (Ver Nota 11.1. b)	168.649	778.653	-	-	947.302
	Préstamos que devengan intereses (Ver Nota 20.1)	532.678	1.915.730	-	-	2.448.408
	Cobertura de flujos de caja (Ver Nota 23.2.a)	1.192	-	-	(20.953)	(19.761)
	Pasivos por arrendamientos (Ver Nota 21)	-	-	437.472	-	437.472
	Saldo final al 30.09.2026	**702.519**	**2.694.383**	**437.472**	**(20.953)**	**3.813.421**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

		Deuda Financiera Corriente	Deuda Financiera No Corriente	Pasivos por arrendamientos	Activos mantenidos para cubrir pasivos que surgen de actividades financieras	Total
	Saldo inicial al 01.01.2025	**236.199**	**3.401.910**	**295.652**	**(8.615)**	**3.925.146**
Flujos de efectivo de financiamiento	Provenientes	-	190.000	-	23.936	213.936
	Utilizados	(130.516)	(140.000)	(21.293)	-	(291.809)
	Intereses Pagados	(104.452)	-	(177)	-	(104.629)
	Total flujos de efectivo de financiamiento	**(234.968)**	**50.000**	**(21.470)**	**23.936**	**(182.502)**
Cambios que no representan flujos de efectivo	Cambios en valor razonable	27.772	7.673	-	(2.750)	32.695
	Diferencias de cambio	(461)	15.477	20.531	(20.884)	14.663
	Costos financieros (1)	130.689	4.205	17.727	(377)	152.244
	Nuevos pasivos por arrendamientos	-	-	56.087	-	56.087
	Otros cambios	139.805	(121.905)	(8.045)	-	9.855
	Saldo final al 30.09.2025	**299.036**	**3.357.360**	**360.482**	**(8.690)**	**4.008.188**
	Descomposición por rubro					
	Cuentas por pagar a entidades relacionadas	169.471	941.967	-	-	1.111.438
	Préstamos que devengan intereses	100.329	2.404.527	-	-	2.504.856
	Cobertura de flujos de caja	29.236	10.866	-	(8.690)	31.412
	Pasivos por arrendamientos	-	-	360.482	-	360.482
	Saldo final al 30.09.2025	**299.036**	**3.357.360**	**360.482**	**(8.690)**	**4.008.188**

(1) Corresponde al devengamiento de intereses.

8. Otros activos financieros

La composición de este rubro al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	Corrientes		No corrientes	
	al 30.09.2026	al 31.12.2025	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	-	-	2.412	2.714
Activos financieros a valor razonable con cambio en otro resultado Integral	130	128	2.334	2.335
Activos financieros medidos a costo amortizado	618	648	-	-
Instrumentos derivados de cobertura	1.841	206	20.953	19.021
Total	**2.589**	**982**	**25.699**	**24.070**

9. Otros activos y pasivos no financieros

a) Otros activos no financieros

La composición de este rubro al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	Corrientes		No corrientes	
	al 30.09.2026	al 31.12.2025	al 30.09.2026	al 31.12.2025
IVA crédito fiscal y otros impuestos	39.252	101.937	1.189	3.123
Gastos pagados por anticipado	36.617	62.901	-	-
Repuestos con programación de consumo superior a 12 meses	-	-	8.547	8.311
Depósito en garantía	-	-	398	2.420
Otros	3.017	7.717	292	632
Total	**78.886**	**172.555**	**10.426**	**14.486**

b) Otros pasivos no financieros

La composición de este rubro al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	Corrientes		No corrientes	
	al 30.09.2026	al 31.12.2025	al 30.09.2026	al 31.12.2025
IVA débito fiscal y otros impuestos	33.336	32.269	-	-
Ingresos diferidos por venta de energía (1)	21.000	13.983	597	15.103
Ingresos diferidos por servicios de traslado de redes	2.063	5.822	-	-
Ingresos diferidos negocios retail	2.307	113	-	-
Ingresos diferidos por otros servicios	7.634	7.028	16	18
Ingresos diferidos por servicios de empalmes	36	279	-	-
Ingresos diferidos por servicios de alumbrado	846	3.827	-	-
Aportes Financieros Reembolsables	201	217	337	577
Otros	67	72	253	326
Total	**67.490**	**63.610**	**1.203**	**16.024**

(1) Ingreso recibido por anticipado relacionado con contratos de venta de energía.

10. Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar

a) La composición de este rubro al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Cuentas Comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	Corriente		No corriente	
	al 30.09.2026	al 31.12.2025	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	**1.356.155**	**1.516.309**	**1.101.280**	**1.109.665**
Cuentas comerciales por cobrar, bruto	1.170.508	1.347.672	994.162	994.594
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto	20.830	21.604	102.723	110.250
Otras cuentas por cobrar, bruto	164.817	147.033	4.395	4.821

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Cuentas comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	Corriente		No corriente	
	al 30.09.2026	al 31.12.2025	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	**1.224.527**	**1.386.241**	**1.096.944**	**1.105.384**
Cuentas comerciales por cobrar, neto	1.053.046	1.232.090	992.473	992.830
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, neto	20.205	21.075	100.076	107.733
Otras cuentas por cobrar, neto (1)	151.276	133.076	4.395	4.821

(1) El detalle de otras cuentas por cobrar es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Detalle de otras cuentas por cobrar, neto (1)	Corriente		No corriente	
	al 30.09.2026	al 31.12.2025	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Cuentas por cobrar al personal	10.067	16.323	4.131	3.107
Anticipos proveedores y acreedores	24.857	17.154	-	-
Indemnizaciones por recibir (i)	87.874	70.986	-	-
Otras cuentas por cobrar por depósitos en tránsito y otros	22.355	21.698	-	-
Otras	6.123	6.915	264	1.714
Total	**151.276**	**133.076**	**4.395**	**4.821**

(i) Corresponde a cuentas por cobrar a compañías de seguros, que en consideración al avance del proceso de liquidación se consideran virtualmente ciertas. Al 30 de septiembre de 2026, incluye MUS$ 73.485 (MUS$ 55.553 al 31 de diciembre de 2025) provenientes del segmento de generación, principalmente explicados por siniestros ocurridos en ejercicios anteriores en las centrales Atacama, Abanico, Quintero y Guanchoi, y MUS$ 14.389 (MUS$ 15.433 al 31 de diciembre de 2025) del segmento de distribución, relacionadas con eventos no recurrentes que implicaron interrupción de servicios a los usuarios finales.

a.1) Variación en cuentas comerciales por cobrar, bruto:

a.1.i) Al 30 de septiembre de 2026, las cuentas comerciales por cobrar corrientes presentan una disminución de MUS$177.164 respecto a diciembre de 2025, la cual se explica fundamentalmente por: (i) una disminución de MUS$131.938 en cuentas por cobrar provenientes de la aplicación del mecanismo de estabilización de tarifas a clientes regulados; (ii) una disminución de MUS$41.073 por conversión al dólar de las cuentas por cobrar denominadas en pesos chilenos provenientes de Enel Distribución Chile, producto de la depreciación del peso chileno respecto a la divisa estadounidense; y (iii) una disminución de MUS$7.401 por menores cuentas por cobrar derivadas del ciclo ordinario de facturación y cobranza.

Los mecanismos de estabilización tarifaria fueron establecidos por las leyes N°21.185, 21.472 y 21.667 (para mayor información, ver Nota 5.2.4 literales i, ii y iii).

Como efecto de la aplicación de las leyes antes mencionadas y después de eliminar las transacciones entre empresas relacionadas, a continuación, se resumen los efectos contables registrados por el Grupo:

- Clasificación como corrientes en cuentas comerciales por cobrar por MUS$208.563 (MUS$340.501 al 31 de diciembre de 2025) y proveedores por compra de energía por MUS$131.170 (MUS$177.975 al 31 de diciembre de 2025).
- Clasificación como no corrientes en cuentas comerciales por cobrar por MUS$985.057 al 30 de septiembre de 2026 (MUS$984.292 al 31 de diciembre de 2025) y proveedores por compra de energía por MUS$985.057 (MUS$985.379 al 31 de diciembre de 2025). Ver Nota 24.

Los conceptos antes indicados, tanto comerciales como no comerciales, si bien son incluidos en el modelo de determinación de pérdidas por deterioro (ver nota 4.g.3), no tienen mayor impacto al cierre de 30 de septiembre de 2026

y 31 de diciembre de 2025, debido a la naturaleza de estas partidas: facturas pendientes de emitir, facturas pendientes de vencer o facturas vencidas dentro de los rangos normales del negocio.

a.2) Cesión de derechos y venta de cuentas comerciales por cobrar

I. Segmento de Distribución

- En los meses de diciembre de 2020, diciembre de 2023 y enero de 2024 Enel Distribución Chile celebró contratos marcos con Inter-American Investment Corporation (IDB), Banco BCI y Banco Santander, respectivamente, en virtud de los cuales, de tiempo en tiempo y durante la vigencia de dichos contratos, nuestra subsidiaria podrá efectuar la cesión de derechos de cobros de que sea titular y que deriva una parte de cuentas por cobrar por las ventas de energía realizadas a ciertos segmentos de clientes. Por su parte, el contrato con IDB venció en diciembre de 2024. En este contexto, al 30 de septiembre de 2026 se efectuaron cesiones de derechos de cobros por un monto de MUS$649.321 (al 30 de septiembre de 2025, por MUS$616.925) y, siguiendo el criterio contable descrito en nota 4.g.6, el ingreso de efectivo obtenido en la transacción implicó dar de baja las cuentas por cobrar y el reconocimiento de un gasto financiero por MUS$12.762 (al 30 de septiembre de 2025, MUS$8.269).

- Como se indicó en el párrafo precedente, Enel Distribución Chile puede seguir realizando, de tiempo en tiempo, nuevas cesiones de derechos de cobro. La concreción o no de las referidas ventas, dependerá del análisis y evaluación continua que la Administración realice de las necesidades de caja y condiciones de mercado.

II. Segmento de Generación

- Con fecha 20 de enero de 2021, nuestras subsidiarias Enel Generación Chile y Enel Green Power Chile, suscribieron el documento denominado Joinder en virtud del cual se hicieron parte del instrumento sujeto a legislación extranjera denominado Commitment and Engagement Letter, de fecha 31 de diciembre de 2020, celebrado, por, entre otros, Goldman Sachs & Co. LLC y Goldman Sachs Lending Partners LLC. Posteriormente, con fecha 29 de enero de 2021, Enel Generación Chile y Enel Green Power Chile suscribieron un instrumento con el Inter-American Investment Corporation sujeto a legislación extranjera denominado Commitment Agreement. Ambos instrumentos tienen por objeto regular los términos y condiciones para la venta y cesión por parte de Enel Generación Chile y Enel Green Power Chile de saldos generados en su favor (los "Saldos") por aplicación del mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas establecido por la Ley N°21.185.

  Las cesiones de saldos podrán ser efectuadas por Enel Generación Chile y Enel Green Power Chile, de tiempo en tiempo, y sujeto al cumplimiento de diversas condiciones, a una entidad no relacionada, y especialmente constituida al efecto, denominada Chile Electricity PEC SpA, conforme a los términos y condiciones que se establecieron en el instrumento sujeto a legislación extranjera denominado Sale and Purchase Agreement que celebraron Enel Generación Chile Enel Green Power Chile con Chile Electricity PEC SpA..

  Con fecha 21 de junio de 2021, Enel Generación Chile, Enel Green Power Chile, Goldman Sachs & Co. LLC y Goldman Sachs Lending Partners LLC, entre otros, acordaron modificar el Commitment and Engagement Letter referido en los párrafos precedentes para reflejar la incorporación de ciertas entidades del Grupo Allianz como tenedoras de notas emitidas por Chile Electricity PEC SpA.

  Con fecha 14 de agosto de 2023, Enel Generación Chile S.A. y Enel Green Power Chile S.A., suscribieron un contrato con Inter-American Investment Corporation en calidad de comprador. En virtud del cual, acordaron

vender, ceder y transferir al comprador, ciertos Documentos de Pago de la Tesorería vinculados a la Ley N°21.472, por un monto, aproximado, de hasta US$606 millones para Enel Generación Chile S.A. y US$34,8 millones para Enel Green Power Chile S.A..

Detalle de ventas y cesiones realizadas:

- Con fecha 17 de enero de 2024, Enel Generación Chile y Enel Green Power Chile vendieron y cedieron a IDB Invest Documentos de Pago de la Tesorería por un valor nominal de aproximadamente US$14,2 millones y US$0,9 millones, respectivamente.

- Con fecha 31 de mayo de 2024, Enel Generación Chile y Enel Green Power Chile vendieron y cedieron a IDB Invest Documentos de Pago de la Tesorería por un valor nominal de aproximadamente US$50,8 millones y US$3,6 millones, respectivamente.

- Con fecha 9 de agosto de 2024, Enel Generación Chile y Enel Green Power Chile vendieron y cedieron a IDB Invest Documentos de Pago de la Tesorería por un valor nominal de aproximadamente US$12,7 millones y US$1,0 millones, respectivamente.

- Con fecha 24 de octubre de 2024, Enel Generación Chile y Enel Green Power Chile vendieron y cedieron a IDB Invest Documentos de Pago de la Tesorería por un valor nominal de aproximadamente US$592,5 millones y US$21,4 millones, respectivamente.

- Con fecha 3 de abril de 2025, Enel Generación Chile vendió y cedió a IDB Invest Documentos de Pago de la Tesorería por un valor nominal de aproximadamente US$ 235,2 millones.

Producto de las ventas y cesiones de saldos realizadas durante el ejercicio al 31 diciembre de 2025, Enel Generación Chile y Enel Green Power Chile no se reconocieron costos financieros.

Complementariamente, durante el periodo 2026 Enel Generación Chile y Enel Green Power Chile realizaron ventas de cuentas por cobrar de corto plazo, distintas de aquellas que se originan en la aplicación de las Leyes N°21.185, N°21.472 y N°21.667 por un valor nominal de MUS$1.003.120 y MUS$44.740 respectivamente (MUS$1.045.344 y MUS$42.002, respectivamente, al 30 de septiembre de 2025), reconociendo un costo financiero de MUS$4.726 y MUS$212 (MUS$5.667 y MUS$218, respectivamente al 30 de septiembre de 2025).

Los efectos de costos financieros anteriormente descritos para los segmentos de Distribución como Generación por el periodo terminado al 30 de septiembre de 2026 totalizan MUS$17.700, (MUS$14.154, a 30 de septiembre de 2025), (ver Nota 34 (5)).

a.3) Otros

No existen restricciones a la disposición de este tipo de cuentas por cobrar de monto significativo.

El Grupo Enel Chile tiene un cliente del segmento de generación con el cual registra ventas que representan un 10% o más de sus ingresos ordinarios, en los ejercicios terminados al 30 de septiembre de 2026 y 2025. Dicho cliente corresponde a:

- Compañía General de Electricidad S.A.

Para los montos, términos y condiciones relacionados con cuentas por cobrar con partes relacionadas, referirse a la Nota 11.1.

b) Deudores por arrendamientos financieros

Al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, los cobros futuros derivados de los deudores por arrendamientos financieros, son los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 30.09.2026			al 31.12.2025		
	Bruto	Interés	Valor Presente	Bruto	Interés	Valor Presente
Hasta un año	24.103	3.273	20.830	25.159	3.555	21.604
Más de un año y no más de dos años	14.487	1.409	13.078	16.694	1.704	14.990
Más de dos años y no más de tres años	12.565	1.080	11.485	14.428	1.321	13.107
Más de tres años y no más de cuatro años	10.231	815	9.416	12.083	986	11.097
Más de cuatro años y no más de cinco años	7.698	602	7.096	9.682	729	8.953
Más de cinco años	69.206	7.559	61.647	69.580	7.477	62.103
Total	**138.290**	**14.738**	**123.552**	**147.626**	**15.772**	**131.854**

Los valores corresponden a desarrollo de proyectos de alumbrado público, principalmente a municipalidades, y flota de buses eléctricos para la locomoción colectiva con sus respectivas estaciones de carga.

Adicionalmente al 30 de septiembre de 2026 los ingresos financieros provenientes de los deudores por arrendamientos alcanzaron a MUS$2.067 (MUS$1.923 al 30 de septiembre de 2025).

c) Al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, el análisis de cuentas comerciales por cobrar que se encuentran vencidas y no pagadas, pero de las cuales no se ha registrado pérdidas por deterioro, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas pero no deterioradas	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Con antigüedad menor de tres meses	103.746	55.509
Con antigüedad entre tres y seis meses	7.971	14.046
Con antigüedad entre seis y doce meses	9.694	14.556
Con antigüedad mayor a doce meses	38.571	68.480
Total	**159.982**	**152.591**

d) Los movimientos en las pérdidas por deterioro de cuentas comerciales, determinadas de acuerdo a Nota 4.g.3, fueron las siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Cuentas Comerciales por ventas vencidas y no pagadas con deterioro	Corriente y no corriente
Saldo al 1 de enero de 2025	**98.927**
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	38.658
Montos castigados	(15.367)
Aumentos (disminuciones) en el cambio de moneda extranjera	12.131
Saldo al 31 de diciembre de 2025	**134.349**
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (1)	26.911
Montos castigados	(13.346)
Aumentos (disminuciones) en el cambio de moneda extranjera	(10.641)
Otros	(1.309)
Saldo al 30 de septiembre de 2026	**135.964**

(1) Las pérdidas por deterioro de cuentas por cobrar comerciales ascendieron a MUS$26.911 durante el periodo de 2026, pérdida que es levemente inferior a la registrada al cierre de 30 de septiembre de 2025 (ver nota 31.b)).

Castigos de deudores incobrables

El castigo de deudores morosos se realiza una vez que se han agotado todas las gestiones de cobranza, las gestiones judiciales y la demostración de la insolvencia de los deudores. En los negocios de generación y distribución, este proceso comprende, normalmente, un período de al menos 24 meses de gestiones de cobranza. Con todo, el riesgo de incobrabilidad, y por lo tanto el castigo de nuestros clientes, es limitado. (ver Notas 4.g.3 y 23.5).

e) Información adicional:

- Información adicional estadística requerida por oficio circular N°715 de la CMF, de fecha 3 de febrero de 2012, (taxonomía XBRL). Ver Anexo 2.

- Información complementaria de Cuentas Comerciales. Ver Anexo 2.1.

11. Saldos y transacciones con partes relacionadas

Las transacciones y saldos con entidades relacionadas se realizan en condiciones de mercado.

Las transacciones entre sociedades que integran el Grupo Enel Chile han sido eliminadas en el proceso de consolidación y no se desglosan en esta nota.

A la fecha de los presentes estados financieros consolidados intermedios, no existen deterioros por deudas de dudoso cobro entre entidades relacionadas.

La controladora de Enel Chile es la sociedad italiana Enel S.p.A.

Enel Chile S.A. presta servicios administrativos a sus filiales, a través un Contrato de Caja Centralizada mediante el cual financia los déficits de caja o consolida los excedentes de caja de éstas. Estas cuentas pueden tener un saldo deudor o acreedor, el que puede ser de corto plazo y/o largo plazo, prepagables. Para operaciones de corto plazo la tasa de interés aplicada es variable y representa las condiciones de mercado. Para reflejar dichas condiciones de mercado, las tasas de interés de corto plazo se revisan periódicamente a través de un procedimiento de actualización aprobado por los Directorios de las empresas involucradas. Las operaciones de largo plazo pueden ser a 1 año con tasa de interés variable o 3 años con tasa fija, tasas que se cotizan en el mercado al momento de la asignación para reflejar condiciones de mercado.

11.1. Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, son los siguientes:

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Corrientes		No corrientes	
						al 30.09.2026	al 31.12.2025	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Extranjera	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Argentina	Matriz Común	US$	Otros servicios	256	276	-	-
Extranjera	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Argentina	Matriz Común	US$	Servicios Informáticos	1.914	1.929	-	-
Extranjera	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Matriz Común	US$	Servicios de Ingeniería	17	17	-	-
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Brasil	Matriz Común	US$	Servicios de Ingeniería	558	572	-	-
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Brasil	Matriz Común	US$	Otros servicios	1.791	1.804	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios Informáticos	524	2.697	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	117	404	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios de Administración	1.606	5.928	-	-
Extranjera	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Matriz Común	US$	Otros servicios	84	84	-	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US$	Anticipo Compra de Gas	9.001	26.675	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP.	Colombia	Matriz Común	US$	Servicios de Ingeniería	3.251	2.271	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP.	Colombia	Matriz Común	US$	Otros servicios	74	22	-	-
Extranjero	Endesa Generación	España	Matriz Común	EUR	Venta de Materiales	1.849	1.916	-	-
Extranjera	Enel North America Inc	Estados Unidos	Matriz Común	CLP	Otros servicios	269	248	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.r.l.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	77	80	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	949	971	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Matriz Común	US$	Derivados de commodities	26.314	5.051	-	-
Extranjera	Enel Green Power Spa	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	2.190	2.062	-	-
Extranjera	Enel Green Power Spa	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	2.530	2.040	-	-
Extranjera	Enel Green Power Spa	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	429	385	-	-
Extranjera	Enel Green Power Italia S.r.l.	Italia	Matriz Común	EUR	Venta de Materiales	82	-	-	-
Extranjera	Enel Grids S.r.L	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	656	685	-	-
Extranjera	Enel Italia SrL	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	1.719	1.783	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	325	337	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	EUR	Otros servicios	1.338	1.377	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	64	66	-	-
Extranjera	Enel Green Power Morocco	Marruecos	Matriz Común	EUR	Otros servicios	765	946	-	-
Extranjero	EGP Magdalena Solar SA de CV	México	Matriz Común	US$	Otros servicios	367	368	-	-
Extranjero	Enel Services Mexico S.A. de C. V.	México	Matriz Común	EUR	Otros servicios	116	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Matriz Común	US$	Otros servicios	1.192	817	-	-
		Total				**60.424**	**61.811**	**-**	**-**

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Corrientes		No corrientes	
						al 30.09.2026	al 31.12.2025	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Extranjera	Enel Argentina S.A.	Argentina	Matriz Común	US$	Otros servicios	2	2	-	-
Extranjera	Enel Trading Argentina S.R.L.	Argentina	Matriz Común	US$	Servicios Informáticos	88	94	-	-
Extranjera	Enel Trading Argentina S.R.L.	Argentina	Matriz Común	US$	Otros servicios	22	22	-	-
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Brasil	Matriz Común	US$	Otros servicios	103	101	-	-
Extranjera	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Matriz Común	US$	Otros servicios	968	937	-	-
Extranjera	Gridspertise Latam	Brasil	Matriz Común	BRL	Otros servicios	39	-	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	5	5	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Otros servicios	426	426	-	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US$	Compra de Gas	41.307	21.477	-	-
Extranjera	Enel Colombia S.A. ESP.	Colombia	Matriz Común	US$	Otros servicios	-	196	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	-	46	-	-
Extranjera	Enel Green Power España SL	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	-	933	-	-
Extranjera	Enel Iberia SRL	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	199	260	-	-
Extranjera	Enel Green Power North America Inc	Estados Unidos	Matriz Común	US$	Otros servicios	517	517	-	-
Extranjera	Enel Finance International NV (*)	Holanda	Matriz Común	US$	Préstamo por pagar	168.649	167.101	778.653	861.531
Extranjera	Cesi S.p.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	10	10	-	-
Extranjera	Enel X Advisory Services S.r.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	7	8	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.r.l.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	1.374	186	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.r.l.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	8.607	109	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.r.l.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	-	240	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	-	85	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Derivados de commodities	28.365	7.717	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	1.440	1.642	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	40	228	-	-
Extranjera	Enel Green Power Italia	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	777	1.065	-	-
Extranjera	Enel Green Power Spa	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	9.452	7.617	-	-
Extranjera	Enel Green Power Spa	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	12.705	13.701	-	-
Extranjera	Enel Green Power Spa	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	350	84	-	-
Extranjera	Enel Green Power Spa	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	4.644	1.825	-	-
Extranjera	Enel Grids S.r.L	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	1.704	641	-	-
Extranjera	Enel Grids S.r.L	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	659	9.744	-	-
Extranjera	Enel Grids S.r.L	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	6.828	3.785	-	-
Extranjera	Enel Italia S.p.A	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	3.091	3.211	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	2.250	2.155	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	CLP	Dividendos	-	104.286	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	EUR	Servicios Técnicos	5.873	3.946	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	EUR	Servicios Informáticos	584	3.413	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	EUR	Otros servicios	2.459	746	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	EUR	Servicio de Garantía financiera	1.670	2.367	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	-	335	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	222	268	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	5.436	8.413	-	-
Extranjera	Consorcio DAP	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	727	474	-	-
Extranjera	Gridspertise s.r.l.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	2.044	1.501	-	-
		Total				**313.643**	**371.919**	**778.653**	**861.531**

(*) Ver letra d) y e) a continuación.

c) Transacciones significativas y sus efectos en resultados:

El detalle de las transacciones más significativas con entidades relacionadas no consolidables son los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	2026	2025
Extranjera	Endesa Generación, S.A.U.	España	Matriz Común	Venta de PPyE	-	1.901
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Matriz Común	Prestación de servicios de administración y otros	4.288	4.311
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Consumo de Gas	(192.104)	(279.594)
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Venta de Gas	1.500	7.292
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(2.877)	(3.942)
Extranjera	Enel Global Services S.r.l.	Italia	Matriz Común	Servicios Informáticos	(6.811)	-
Extranjera	Enel Grids S.r.L	Italia	Matriz Común	Servicios Informáticos	-	(4.177)
Extranjera	Enel Grids S.r.L	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(3.492)	(2.792)
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Servicios Técnicos	(3.571)	(2.487)
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Gastos financieros	-	(878)
Extranjera	Enel Global Trading SpA.	Italia	Matriz Común	Derivados de commodities	3.383	2.011
Extranjera	Enel Global Trading SpA.	Italia	Matriz Común	Venta de Gas	-	46.765
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	Matriz Común	Gastos financieros	(23.705)	(26.805)
Extranjera	Enel Green Power SpA	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(7.130)	(10.470)
Extranjera	Enel Green Power SpA	Italia	Matriz Común	Servicios Informáticos	-	(2.339)
Extranjera	Gridspertise S.r.L.	Italia	Matriz Común	Otros Gastos Fijos de Explotación	(1.988)	-

Las transacciones detalladas en la tabla precedente corresponden a todas aquellas que superan los US$1.500.000, por contraparte y naturaleza de las transacciones.

d) Flujos futuros de deuda no descontados

A continuación, se muestran las estimaciones de flujos no descontados para préstamos por pagar al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Tipo de moneda	Tasa Nominal	al 30.09.2026								
					Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	US$	2,94%	87.616	99.222	**186.838**	102.325	21.139	413.696	303.889	-	**841.049**
Total					**87.616**	**99.222**	186.838	**102.325**	**21.139**	**413.696**	**303.889**	**-**	841.049

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Tipo de moneda	Tasa Nominal	al 31.12.2025								
					Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	US$	2,93%	7.484	182.799	**190.283**	185.677	21.198	21.139	410.323	301.934	**940.271**
Total					**7.484**	**182.799**	190.283	**185.677**	**21.198**	**21.139**	**410.323**	**301.934**	940.271

e) Transacciones significativas

i. El 11 de marzo de 2020, Enel Finance International NV otorgó a Enel Chile S.A. un crédito denominado en dólares estadounidenses por un monto de US$400 millones, con una tasa de interés fija del 3,30% anual, con pago de interés semestral y vencimiento el 11 de marzo de 2030. El crédito contratado por Enel Chile S.A., es de carácter bullet y se pueden reembolsar anticipadamente, parcial o totalmente, según lo establecido en el contrato. El saldo de la deuda al 30 de septiembre de 2026 asciende a US$400 millones (US$400 millones al 31 de diciembre de 2025). Los intereses devengados al 30 de septiembre de 2026 ascienden a US$696.667 (US$696.667 al 30 de septiembre 2025).

ii. El 1 de abril de 2021, Enel Chile S.A. formalizó un préstamo SDG-Linked con Enel Finance International N.V. en dólares estadounidenses por un total de US$300 millones, a una tasa de interés fija 2,55% (incluye incremento de tasa de 0,05% debido a que al cierre del año 2023 no se alcanzó el indicador de CO2 planeado por la compañía) con pago semestral y vencimiento el 1 de abril de 2031. El crédito contratado por Enel Chile S.A., es de carácter bullet y se pueden reembolsar anticipadamente, parcial o totalmente, según lo establecido en el contrato. El saldo de la deuda al 30 de septiembre de 2026 asciende a US$300 millones (US$300 millones al 31 de diciembre de 2025). Los intereses devengados al 30 de septiembre de 2026 ascienden a US$3.867.500 (US$3.867.500 al 30 de septiembre de 2025).

iii. El 30 de junio de 2021, por adenda de deuda, se transfirió a Enel Chile una deuda que anteriormente correspondía a Enel Green Power, con las siguientes condiciones: crédito en dólares estadounidenses por un monto de US$644 millones con Enel Finance International N.V., a una tasa de interés fija de 2,82% anual, con pago de interés semestral y vencimiento el 31 de diciembre de 2027. La deuda tiene un calendario de amortizaciones semestrales, comenzando el 30 de junio de 2024 y prepago voluntario con costo de quiebre. El 30 de junio del 2024 se realizó la primera amortización de esta deuda, de acuerdo al calendario del contrato. El saldo de la deuda al 30 de septiembre de 2026 asciende a US$242 millones (US$322 millones al 31 de diciembre de 2025). Los intereses devengados al 30 de septiembre de 2026 ascienden a US$1.741.414 (US$2.902.356 al 30 de septiembre de 2025).

iv. El 1 de septiembre de 2025, Enel Chile firmó enmienda del contrato de línea de crédito comprometida rotativa con Enel Finance International N.V. en dólares estadounidenses por un total de US$290 millones (original del 1 de abril de 2021). Las condiciones vigentes son una tasa de interés variable Term SOFR 1M, 3M o 6M más un margen 1,5%, con pago de interés mensual, trimestral o semestral y nuevo vencimiento el 1 de septiembre de 2030. Durante el período de disponibilidad, Enel Chile S.A. pagará

una comisión de disponibilidad anual equivalente a 35% del margen sobre el monto no girado. Esta deuda no posee la categoría de SDG Linked. Al 30 de septiembre de 2026, la línea se encuentra 100% disponible.

v. El 28 de marzo de 2024, Enel Chile S.A. formalizó una línea de crédito comprometida rotativa con Enel Finance International N.V. en dólares estadounidenses por un total de US$50 millones, a una tasa de interés variable Term SOFR 1M, 3M o 6M más un margen 1,00%, con pago de interés mensual, trimestral o semestral, cuyos giros pueden realizarse a 1M, 3M o 6M renovables hasta el vencimiento final del 28 de marzo de 2027. Durante el período de disponibilidad, Enel Chile S.A. pagará una comisión de disponibilidad anual equivalente a 30% del margen sobre el monto no girado. A su vez, el contrato contempla un pago inicial upfront free correspondiente al 0,5% del monto comprometido. Al 30 de septiembre de 2026 la línea se encuentra 100% disponible.

11.2. Directorio y personal clave de la gerencia

Enel Chile es administrada por un Directorio compuesto por siete miembros, los cuales permanecen por un período de tres años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

El Directorio vigente al 30 de septiembre de 2026, estaba conformado por las siguientes personas:

- Sr. Marcelo Castillo Agurto
- Sr. Pablo Cruz Olivos
- Sra. Maria Teresa Vial Alamos
- Sra. Gina Ocqueteau Tacchini
- Sr. Salvatore Bernabei
- Sr. Rodolfo Avogadro Di Vigliano
- Sra. Valentina De Cesare

En sesión Ordinaria de Directorio de Enel Chile S.A., celebrada el 28 de abril de 2025 fue elegido como Presidente del Directorio y de la sociedad al señor Marcelo Castillo Agurto, y como Secretaria del Directorio, doña Josefa Rodríguez Benavente. Con fecha 27 de noviembre de 2025, el Directorio designó como nueva Secretaria del Directorio a doña Natalia Fernandez Sepulveda, con vigencia a contar de esa misma fecha.

Asimismo, en la sesión de Directorio antes señalada se procedió a la designación del Comité de Directores, regido por la Ley 18.046 sobre Sociedades Anónimas y la Sarbanes-Oxley Act de 2022, el cual quedó integrado por los Directores señores Maria Teresa Vial Álamos, Pablo Cruz Olivos y Gina Ocqueteau Tacchini. De conformidad a lo dispuesto en la Circular N°1.956 de la Comisión para el Mercado Financiero, se informa que los señores Pablo Cruz Olivos y Gina Ocqueteau Tacchini son directores independientes bajo legislación chilena.

Por su parte, el Comité de Directores de la Compañía, en sesión celebrada el 28 de abril de 2025, designó como Presidente de dicho órgano societario a doña Maria Teresa Vial Álamos y como Secretaria del mismo a doña Josefa Rodríguez Benavente. Posteriormente, con fecha 27 de noviembre de 2025, el Comité designó como nueva Secretaria del Comité a doña Natalia Fernandez Sepulveda, cargo que asumió con vigencia desde esa misma fecha

a) Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones

- Cuentas por cobrar y pagar

No existen saldos pendientes por cobrar y pagar entre la sociedad, sus Directores y Gerencia del Grupo.

- Otras transacciones

No existen otras transacciones distintas de la remuneración entre la sociedad, sus Directores y Gerencia del Grupo.

b) Garantías constituidas por la Sociedad a favor de los Directores

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

c) Retribución del Directorio

En conformidad a lo establecido en el artículo 33 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas, la remuneración del Directorio es fijada anualmente en la Junta Ordinaria de Accionistas de Enel Chile S.A.

Se pagará, asimismo, una remuneración mensual, parte a todo evento y parte eventual, a cada miembro del Directorio. Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

- 216 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- 79,2 Unidades de Fomento en carácter de dieta por asistencia a sesión, todo con un máximo de dieciséis sesiones en total, sean ordinarias o extraordinarias en el período correspondiente.

De conformidad con lo dispuesto en los estatutos sociales, la remuneración del Presidente del Directorio será el doble de lo que corresponde a un Director.

En el evento que un Director de Enel Chile S.A. tenga participación en más de un Directorio de filiales y/o coligadas, o se desempeñará como Director o consejero de otras sociedades o personas jurídicas, en las cuales Enel Chile S.A. ostente directa o indirectamente, alguna participación, sólo podrá recibir remuneración en uno de dichos Directorios o Consejos de Administración.

Los ejecutivos de Enel Chile S.A. y/o de subsidiarias o coligadas, no percibirán para sí remuneraciones o dietas en el evento de desempeñarse como directores en cualquiera de las sociedades subsidiarias, coligadas, o participadas en alguna forma, de Enel Chile S.A..Con todo, tales remuneraciones o dietas podrán ser percibidas para sí por los ejecutivos en la medida que ello sea autorizado previa y expresamente como un anticipo de la parte variable de su remuneración a ser pagada por las respectivas sociedades con las cuales se hallan vinculados por un contrato de trabajo.

Comité de Directores:

Se pagará una remuneración mensual, parte a todo evento y parte eventual, a cada miembro del Comité de Directores.

Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

-72 UF en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
-26,4 UF en carácter de dieta por asistencia a sesión, todo con un máximo de dieciséis sesiones en total, sean ordinarias o extraordinarias en el período correspondiente.

A continuación, se detallan las retribuciones del Directorio de Enel Chile S.A. por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2026 y 2025:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

RUT	Nombre	Cargo	Período de desempeño	2026 Directorio de Enel Chile	2026 Directorio de Subsidiarias	2026 Comité de Directores
9.973.492-2	Marcelo Castillo Agurto (1)	Presidente	Enero - Septiembre 2026	-	-	-
8.431.507-9	Gina Ocqueteau Tacchini	Director	Enero - Septiembre 2026	118	-	40
12.627.794-6	Maria Teresa Vial Alamos	Director	Enero - Septiembre 2026	118	-	40
10.434.628-6	Pablo Cruz Olivos	Director	Enero - Septiembre 2026	118	-	40
Extranjero	Valentina De Cesare	Director	Enero - Septiembre 2026	-	-	-
Extranjero	Rodolfo Avogadro Di Vigliano	Director	Enero - Septiembre 2026	-	-	-
Extranjero	Salvatore Bernabei	Director	Enero - Septiembre 2026	-	-	-
	TOTAL			354	-	120

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

RUT	Nombre	Cargo	Período de desempeño	2025 Directorio de Enel Chile	2025 Directorio de Subsidiarias	2025 Comité de Directores
9.973.492-2	Marcelo Castillo Agurto (1)	Presidente	Enero - Septiembre 2025	-	-	-
8.431.507-9	Gina Ocqueteau Tacchini	Director	Abril - Septiembre 2025	65	-	22
4.774.797-K	Pablo Cabrera Gaete	Director	Enero - Abril 2025	44	-	15
12.627.794-6	Maria Teresa Vial Alamos	Director	Enero - Septiembre 2025	108	-	36
10.434.628-6	Pablo Cruz Olivos	Director	Enero - Septiembre 2025	108	-	36
Extranjero	Isabella Alessio	Director	Enero - Abril 2025	-	-	-
Extranjero	Valentina De Cesare	Director	Abril - Septiembre 2025	-	-	-
Extranjero	Rodolfo Avogadro Di Vigliano	Director	Abril - Septiembre 2025	-	-	-
Extranjero	Salvatore Bernabei	Director	Enero - Septiembre 2025	-	-	-
	TOTAL			325	-	109

(1) El Sr. Marcelo Castillo Agurto fue elegido como Presidente del Directorio de la compañía en sesión ordinaria de directorio celebrada el 29 de abril del 2024, cargo ocupado hasta esa fecha por el Sr. Herman Chadwick Piñera.

11.3. Retribución del Personal clave de la gerencia

El personal clave de Enel Chile al 30 de septiembre de 2026, está compuesto por las siguientes personas:

Personal clave de la gerencia		
Rut	Nombre	Cargo
Extranjero	Gianluca Palumbo (1)	Gerente General
Extranjero	Simone Conticelli	Gerente de Administración, Finanzas y Control
11.625.161-2	Pedro Urzúa Frei	Gerente de Relaciones Externas y Sostenibilidad Chile
16.261.687-0	Juan Francisco Díaz Valenzuela	Gerente de Auditoría Interna
Extranjero	Leonel Sanchez (2)	Gerente de Personas y Organización

(1) Con fecha 1 de Julio de 2025, el señor Gianluca Palumbo asumió el cargo de Gerente General, en reemplazo al señor Giuseppe Turchiarelli.

(2) Con fecha 1 de Febrero de 2026, el señor Leonel Sánchez asumió el cargo de Gerente de Recursos Humanos y Organización,en reemplazo del señor Gaetano Manzulli.

11.4. Planes de incentivo al personal clave de la gerencia

Enel Chile, tiene para sus ejecutivos un plan de bonos anuales por cumplimiento de objetivos y nivel de aportación individual a los resultados de la empresa. Este plan incluye una definición de rango de bonos según el nivel jerárquico de los ejecutivos. Los bonos que eventualmente se entregan a los ejecutivos consisten en un determinado número de remuneraciones brutas mensuales.

Enel Chile cuenta con un plan vigente de incentivos de largo plazo (LTI, por sus siglas en inglés), diseñado para recompensar a ejecutivos y otros empleados elegibles mediante pagos de bonos en efectivo, sujetos al cumplimiento de determinados objetivos financieros y estratégicos enfocados en la creación de valor para los accionistas a largo plazo, según lo determine la Compañía año a año, para períodos de desempeño de tres años. Los objetivos de desempeño definidos por la Compañía en un determinado año pueden no aplicarse de manera uniforme a todos los ejecutivos y empleados elegibles. La Compañía podrá establecer un conjunto diferenciado de objetivos para cada participante, en función de su rol, responsabilidades y prioridades estratégicas.

La oportunidad de bono de largo plazo del plan LTI se basa en un porcentaje de la renta fija de cada participante. Los incentivos del plan LTI se devengan al término de cada período de desempeño de tres años, sujetos al cumplimiento de niveles mínimos de desempeño y a la permanencia del participante en la Compañía y serán liquidados en efectivo en los años posteriores.

Para el caso de los ejecutivos expatriados, la remuneración, plan de bonos anuales e incentivos a largo plazo, son objeto de acuerdos de refacturación "recharge agreements", por lo que dicho costo ha sido soportado por Enel Chile.

Las Remuneraciones devengadas por el personal clave de la gerencia son las siguientes:

miles de dólares estadounidenses- MUS$

	2026	2025
Remuneración	1.353	1.303
Beneficios a corto plazo para los empleados	157	128
Otros beneficios a largo plazo	57	-
Total	**1.567**	**1.431**

a) Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia

No existen garantías constituidas a favor del personal clave de la gerencia.

11.5. Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción

No existen planes de retribuciones vinculados a la cotización de la acción de Enel Chile para el Directorio y personal clave de la gerencia.

12. Inventarios

La composición de este rubro al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Clases de Inventarios	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Suministros para la producción	7.862	13.592
Gas	1.859	5.128
Petróleo	6.003	8.464
Repuestos y otros insumos	49.177	44.260
Materiales eléctricos	10.687	10.269
Total	**67.726**	**68.121**

No existen Inventarios en Garantía de Cumplimiento de Deudas.

Por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2026 y 2025, las materias primas e insumos reconocidos como costo de combustible ascienden a MUS$278.752 y MUS$319.251, respectivamente. Ver Nota 29.

Por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2026 y 2025, no se ha reconocido pérdidas por deterioro en los inventarios.

13. Activos y pasivos por impuestos

a) La composición de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Activos por impuestos	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Pagos provisionales mensuales	7.468	19.255
Crédito por utilidades absorbidas	-	67.461
Créditos por gastos de capacitación	110	737
Total	**7.578**	**87.453**

b) La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Pasivos por Impuestos	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Impuesto a la renta	8.695	110.030
Total	**8.695**	**110.030**

14. Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación

14.1. Inversiones contabilizadas por el método de participación

A continuación, se presenta un detalle de las sociedades participadas por el Grupo contabilizadas por el método de participación y los movimientos de los ejercicios terminados al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	al 01.01.2026	Adiciones	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos declarados	Diferencia de conversión	Otro resultado integral	Otros incrementos (decrementos)	al 30.09.2026	Provisión Patrimonio Negativo	al 30.09.2026
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Chile	Dólar Estadounidense	33,33%	45.443	-	14.068	(2.207)	-	-	-	57.304	-	57.304
76.014.570-K	Enel Argentina S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	0,0793%	514	-	(3)	-	(26)	-	116	601	-	601
76.364.085-K	Energía Marina SpA	Asociada	Chile	Peso chileno	25,00%	30	-	-	-	(2)	-	-	28	-	28
77.374.847-0	HIF H2 SpA (1)	Negocio Conjunto	Chile	Dólar Estadounidense	50,00%	481	-	(20)	-	(1)	-	-	460	-	460
					TOTAL	**46.468**	**-**	**14.045**	**(2.207)**	**(29)**	**-**	**116**	**58.393**	**-**	**58.393**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	al 01.01.2025	Adiciones	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos declarados	Diferencia de conversión	Otro resultado integral	Otros incrementos (decrementos)	al 31.12.2025	Provisión Patrimonio Negativo	al 31.12.2025
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Chile	Dólar Estadounidense	33,33%	32.183	-	14.197	(1.001)	-	-	64	45.443	-	45.443
76.014.570-K	Enel Argentina S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	0,0793%	523	-	16	-	(153)	-	128	514	-	514
76.364.085-K	Energía Marina SpA	Asociada	Chile	Peso chileno	25,00%	114	-	(91)	-	7	-	-	30	-	30
77.374.847-0	HIF H2 SpA (1)	Negocio Conjunto	Chile	Dólar Estadounidense	50,00%	-	315	845	-	-	-	(679)	481	-	481
					TOTAL	**32.820**	**315**	**14.967**	**(1.001)**	**(146)**	**-**	**(487)**	**46.468**	**-**	**46.468**

(1) Ver Nota 14.3.

14.2. Información financiera adicional de las inversiones en asociadas

A continuación, se detalla información financiera al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025 de las principales sociedades en las que el Grupo ejerce una influencia significativa:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 30.09.2026								
Inversiones con influencia significativa	% Participación Directo / Indirecto	Activo corriente	Activo no corriente	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Ingresos ordinarios	Ganancia (Pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral
GNL Chile S.A.	33,33%	171.556	1.708.048	315.837	1.391.856	846.913	42.203	-	42.203

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2025								
Inversiones con influencia significativa	% Participación Directo / Indirecto	Activo corriente	Activo no corriente	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Ingresos ordinarios	Ganancia (Pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral
GNL Chile S.A.	33,33%	197.983	1.753.973	331.173	1.484.454	1.211.588	42.592	-	42.592

Nuestras asociadas no tienen precios de cotización públicos.

14.3. Negocios conjuntos

A continuación, se incluye información al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025 de los estados de situación financiera y estados de resultados del negocio conjunto relacionado con:

HIF H2 SpA.:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

% Participación	HIF H2 SpA 50,0% al 30.09.2026	HIF H2 SpA 50,0% al 31.12.2025
Total de Activos corrientes	-	2
Total de Activos no corrientes	1.080	1.107
Total de Pasivos corrientes	160	147
Efectivo y equivalentes al efectivo		2
Ingresos de actividades ordinarias	-	1.691
Otros gastos fijos de explotación	(40)	-
Ganancia (pérdida)	**(40)**	**1.691**
Resultado integral	**(40)**	**1.691**

No existen compromisos y contingencias significativas o restricciones a la disposición de fondos, en compañías asociadas y negocios conjuntos.

15. Activos intangibles distintos de la plusvalía

A continuación, se presentan los saldos del rubro al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Clases de Activos intangibles, Bruto	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Activos Intangibles Identificables, Bruto	**518.479**	**522.036**
Costos de Desarrollo	9.926	9.907
Servidumbre y Derechos de Agua	19.818	20.332
Concesiones	78.698	83.211
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	4.336	4.462
Programas Informáticos	248.868	258.858
Activos intangibles en desarrollo	145.111	133.499
Otros Activos Intangibles Identificables	11.074	11.069
Costos de Contratos	648	698

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Clases de Amortización y Deterioro de Valor, Activos Intangibles	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	**(240.587)**	**(229.246)**
Costos de Desarrollo	(4.220)	(2.660)
Servidumbre y Derechos de Agua	(6.212)	(5.820)
Concesiones	(27.372)	(25.586)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(2.686)	(2.287)
Programas Informáticos	(196.770)	(189.722)
Otros Activos Intangibles Identificables	(2.884)	(2.868)
Costos de Contratos	(443)	(303)

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Clases de Activos intangibles, Neto	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Activos Intangibles Identificables, Neto	**277.892**	**292.790**
Costos de Desarrollo	5.706	7.247
Servidumbre y Derechos de Agua	13.606	14.512
Concesiones	51.326	57.625
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	1.650	2.175
Programas Informáticos	52.098	69.136
Activos intangibles en desarrollo	145.111	133.499
Otros Activos Intangibles Identificables	8.190	8.201
Costos de Contratos	205	395

La composición y movimientos de los activos intangibles distintos de la plusvalía durante los periodos terminados al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, han sido los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo	Servidumbres y Derechos de agua	Concesiones	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	Programas Informáticos	Activos Intangibles en desarrollo	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Costos de Contratos	Activos Intangibles, Neto
Saldo inicial al 01.01.2026	7.247	14.512	57.625	2.175	69.136	133.499	8.201	395	**292.790**
Movimientos en activos intangibles identificables									
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	-	-	-	-	-	17.217	-	-	**17.217**
Incremento (disminución) por diferencias de conversión	-	(283)	-	(5)	(3.005)	(2.630)	(15)	(17)	**(5.955)**
Amortización (1)	(1.560)	(623)	(1.850)	(520)	(16.989)	-	4	(173)	**(21.711)**
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	19	-	-	-	2.956	(2.975)	-	-	**-**
Incrementos (disminuciones) por transferencias	19	-	-		2.956	(2.975)	-	-	**-**
Otros Incremento (disminución)	-	-	(4.449)	-	-	-	-	-	**(4.449)**
Total movimientos en activos intangibles identificables	(1.541)	(906)	(6.299)	(525)	(17.038)	11.612	(11)	(190)	**(14.898)**
Saldo final al 30.09.2026	**5.706**	**13.606**	**51.326**	**1.650**	**52.098**	**145.111**	**8.190**	**205**	**277.892**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo	Servidumbres y Derechos de agua	Concesiones	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	Programas Informáticos	Activos Intangibles en desarrollo	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Costos de Contratos	Activos Intangibles, Neto
Saldo inicial al 01.01.2025	9.689	12.850	60.326	958	51.512	149.996	8.208	852	**294.391**
Movimientos en activos intangibles identificables									**-**
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	-	-	-	-	-	27.660	-	-	**27.660**
Incremento (disminución) por diferencias de conversión	-	301	-	20	3.925	3.442	(25)	60	**7.723**
Amortización	(2.598)	-	(2.469)	(783)	(29.207)	-	-	(519)	**(35.576)**
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(709)	1.344	2.505	1.882	42.845	(47.867)	-	-	**-**
Incrementos (disminuciones) por transferencias	(709)	1.344	2.505	1.882	42.845	(47.867)	-	-	**-**
Efectos Hiperinflación Argentina	-	-	-	-	-	-	1	-	**1**
Otros incrementos (disminución)	865	17	(2.737)	98	61	268	17	2	**(1.409)**
Total movimientos en activos intangibles identificables	(2.442)	1.662	(2.701)	1.217	17.624	(16.497)	(7)	(457)	**(1.601)**
Saldo final al 31.12.2025	**7.247**	**14.512**	**57.625**	**2.175**	**69.136**	**133.499**	**8.201**	**395**	**292.790**

(1) Ver Nota 31.a)

Al 30 de septiembre de 2026, las adiciones de activos intangibles en desarrollo provienen principalmente del segmento de Distribución, correspondiente a inversiones en software por MUS$8.705 (MUS$15.507 al 31 de diciembre de 2025) y del segmento de Generación, correspondientes a inversiones en software y al desarrollo interno de Proyectos Renovables por MUS$4.790 (MUS$12.153 al 31 de diciembre de 2025).

No existen pérdidas por deterioro reconocidas al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025. De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a los activos intangibles permiten recuperar el valor neto de estos activos registrado al 30 de septiembre de 2026 (ver Nota 4 e).

16. Plusvalía

A continuación, se presenta el detalle de la plusvalía por las distintas Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de éstas a las que está asignado y el movimiento al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo Inicial al 01.01.2025	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera	Saldo Final al 31.12.2025	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera	Saldo Final al 30.09.2026
Enel Colina S.A.	Enel Colina S.A.	2.248	237	2.485	(182)	2.303
Enel Distribución Chile S.A.	Enel Distribución Chile	90.784	9.554	100.338	(7.360)	92.978
Enel Generación Chile S.A.	Generación Chile	759.331	-	759.331	-	759.331
Enel Green Power Chile S.A.	Enel Green Power Chile	29.030	-	29.030	-	29.030
Geotérmica del Norte	Enel Green Power Chile	109	-	109	-	109
Parque Eólico Talinay Oriente	Enel Green Power Chile	10.900	-	10.900	-	10.900
Total		**892.402**	**9.791**	**902.193**	**(7.542)**	**894.651**

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a las Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de ellas a las que se encuentran asignados las distintas plusvalías permiten recuperar su valor al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025 (ver Nota 4 e).

El origen de las plusvalías se explica a continuación:

1. Enel Colina S.A.

Con fecha 31 de diciembre de 1996, Enel Distribución Chile S.A adquirió el 100 % de la sociedad Empresa Eléctrica de Colina Ltda. (actualmente Enel Colina S.A.) a la sociedad Inversiones Saint Thomas S.A., compañía no relacionada ni directa ni indirectamente con Enel Distribución Chile S.A.

2. Enel Distribución Chile S.A.

Durante el mes de noviembre del año 2000, Enersis S.A. (actualmente Enel Américas S.A.), en licitación pública a través de un poder comprador, adquirió un 25,4% adicional de participación en Enel Distribución Chile S.A. alcanzando un 99,09% de la propiedad.

3. Enel Generación Chile S.A.

Con fecha 11 de mayo de 1999, Enersis S.A. (actualmente Enel Américas S.A.) adquirió un 35% adicional de Empresa Nacional de Electricidad S.A. (actualmente Enel Generación Chile S.A.) alcanzando un 60% de la propiedad de la generadora, mediante licitación pública en la Bolsa de Comercio de Santiago y por compra de acciones en Estados Unidos (30% y 5%, respectivamente).

Con fecha 1 de octubre de 2019 Gasatacama Chile S.A. fue fusionada con Enel Generación Chile S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal. Producto de lo anterior, las siguientes plusvalías fueron reconocidas directamente en Enel Generación Chile.

3.1. GasAtacama Chile S.A. (ex Inversiones GasAtacama Holding Limitada)

Con fecha 22 de abril de 2014, Empresa Nacional de Electricidad S.A. (actualmente Enel Generación Chile S.A.) adquirió el 50% de los derechos sociales de GasAtacama Chile S.A. (ex Inversiones GasAtacama Holding Limitada), que Southern Cross Latin América Private Equity Fund III L.P. poseía a dicha fecha.

3.2. GasAtacama Chile S.A. (ex Empresa Eléctrica Pangue S.A.)

Con fecha 12 de julio de 2002, Empresa Nacional de Electricidad S.A. (actualmente Enel Generación Chile S.A.) adquirió el 2,51% de acciones de Empresa Eléctrica Pangue S.A., haciendo efectiva la opción de venta que tenía el socio minoritario Internacional Finance Corporation (IFC).

Con fecha 2 de mayo de 2012 Empresa Eléctrica Pangue S.A. fue fusionada con Compañía Eléctrica San Isidro S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.

3.3. GasAtacama Chile S.A. (ex Compañía Eléctrica San Isidro S.A.)

Con fecha 11 de agosto de 2005, Empresa Nacional de Electricidad S.A. (actualmente Enel Generación Chile S.A.) compró los derechos sociales de la sociedad Inversiones Lo Venecia Ltda., quién poseía como único activo el 25% de la sociedad San Isidro S.A..

Con fecha 1 de septiembre de 2013 Compañía Eléctrica San Isidro S.A. fue fusionada con Endesa Eco S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.

Con fecha 1 de noviembre de 2013 Endesa Eco S.A. fue fusionada con Compañía Eléctrica Tarapacá S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.

Con fecha 1 de noviembre de 2016 Celta fue fusionada con GasAtacama Chile S.A, siendo esta última sociedad la continuadora legal.

4. Enel Green Power Chile S.A.

Con fecha 26 de marzo de 2013, Enel Green Power Chile S.A. adquirió derechos sociales de Parque Eólico Talinay Oriente S.A..

Por otra parte, con fecha 6 de agosto de 2001, Enel Green Power Chile S.A. adquirió derechos sociales sobre las compañías Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. y Empresa Eléctrica Puyehue S.A., la cual posteriormente se fusionó con Panguipulli, siendo esta última la continuadora legal. Luego, con fecha 1 de julio de 2020 Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. fue absorbida por Parque Eólico Taltal SpA, siendo esta última la continuadora legal, y con fecha 1 de agosto de 2020, se llevó a cabo la fusión por incorporación de Parque Eólico Taltal SpA en Almeyda Solar SpA, siendo esta última la continuadora legal. Finalmente, con fecha 1 de enero de 2021, se llevó a cabo la fusión por incorporación de Almeyda Solar SpA en Enel Green Power Chile S.A., siendo esta última la continuadora legal.

17. Propiedades, planta y equipo

A continuación, se presentan los saldos del rubro al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$		
Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	**al 30.09.2026**	**al 31.12.2025**
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	**13.689.594**	**13.550.600**
Construcción en Curso	1.246.323	920.872
Terrenos	65.129	64.146
Edificios	1.696.756	1.686.758
Plantas y Equipos de Generación	8.958.887	8.917.115
Infraestructura de red	1.405.100	1.615.594
Instalaciones Fijas y Accesorios	158.349	168.104
Otras Propiedades, Planta y Equipo	159.050	178.011

Miles de dólares estadounidenses - MUS$		
Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	**al 30.09.2026**	**al 31.12.2025**
Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	**(5.773.736)**	**(5.787.164)**
Edificios	(265.798)	(227.462)
Plantas y Equipos de Generación	(4.868.564)	(4.745.188)
Infraestructura de red	(525.976)	(677.403)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(97.104)	(105.556)
Otras Propiedades, Planta y Equipo	(16.294)	(31.555)

Miles de dólares estadounidenses - MUS$		
Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	**al 30.09.2026**	**al 31.12.2025**
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	**7.915.858**	**7.763.436**
Construcción en Curso	1.246.323	920.872
Terrenos	65.129	64.146
Edificios	1.430.958	1.459.296
Plantas y Equipos de Generación	4.090.323	4.171.927
Infraestructura de red	879.124	938.191
Instalaciones Fijas y Accesorios	61.245	62.548
Otras Propiedades, Planta y Equipo	142.756	146.456

La composición y movimientos del rubro propiedades, planta y equipo durante los periodos terminados al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, han sido los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Movimientos año 2026	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios	Plantas y Equipos de Generación	Infraestructura de red	Instalaciones Fijas y Accesorios	Otras Propiedades, Planta y Equipo	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo al 1 de enero de 2026	920.872	64.146	1.459.296	4.171.927	938.191	62.548	146.456	**7.763.436**
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	469.291	581	(581)	1.767	5.284	-	-	**476.342**
Incremento (disminución) por diferencias de conversión	(25.295)	(209)	(798)	-	(59.420)	(2.265)	-	**(87.987)**
Depreciación (1)	-	-	(31.001)	(175.212)	(35.750)	(7.691)	(5.179)	**(254.833)**
Reversión de perdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo (2)	-	-	-	32.098	-	-	-	**32.098**
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	**(133.110)**	**1.647**	**30.761**	**63.556**	**27.949**	**7.892**	**1.305**	**-**
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(133.110)	1.647	30.761	63.556	27.949	7.892	1.305	**-**
Disposiciones y retiros de servicio	**-**	**(54)**	**-**	**(1.808)**	**-**	**-**	**-**	**(1.862)**
Retiros	-	(54)	-	(1.808)	-	-	-	**(1.862)**
Disminuciones por clasificar como mantenidos para la venta (3)	-	-	-	(32.098)	-	-	-	**(32.098)**
Otros incrementos (disminución)	13.964	(1.045)	(26.809)	30.093	2.870	690	174	**19.937**
Efecto Hiperinflación Argentina	601	63	90	-	-	71	-	**825**
Total movimientos	**325.451**	**983**	**(28.338)**	**(81.604)**	**(59.067)**	**(1.303)**	**(3.700)**	**152.422**
Saldo al 30 de septiembre de 2026	**1.246.323**	**65.129**	**1.430.958**	**4.090.323**	**879.124**	**61.245**	**142.756**	**7.915.858**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Movimientos año 2025	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios	Plantas y Equipos de Generación	Infraestructura de red	Instalaciones Fijas y Accesorios	Otras Propiedades, Planta y Equipo	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo al 1 de enero de 2025	2.287.718	75.630	784.163	3.564.869	806.947	60.182	184	**7.579.693**
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	441.569	-	(16.415)	5.970	3.089	-	10.515	**444.728**
Incremento (disminución) por diferencias de conversión	23.054	187	929	351	75.936	2.487	-	**102.944**
Depreciación	-	-	(39.557)	(217.481)	(43.707)	(9.707)	(7.278)	**(317.730)**
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del período (4)	(35.458)	-	-	-	-	-	-	**(35.458)**
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	**(1.788.939)**	**(3.885)**	**686.919**	**856.308**	**96.183**	**10.053**	**143.361**	**-**
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(1.788.939)	(3.885)	686.919	856.308	96.183	10.053	143.361	**-**
Disposiciones y retiros de servicio	**-**	**(4.203)**	**(63)**	**(6.331)**	**(388)**	**(9)**	**-**	**(10.994)**
Retiros	-	(4.203)	(63)	(6.331)	(388)	(9)	-	**(10.994)**
Otros incrementos (disminución)	(7.790)	(3.648)	43.225	(32.379)	131	(893)	(326)	**(1.680)**
Efecto Hiperinflación Argentina	718	65	95	620	-	435	-	**1.933**
Total movimientos	**(1.366.846)**	**(11.484)**	**675.133**	**607.058**	**131.244**	**2.366**	**146.272**	**183.743**
Saldo al 31 de diciembre de 2025	**920.872**	**64.146**	**1.459.296**	**4.171.927**	**938.191**	**62.548**	**146.456**	**7.763.436**

(1) Ver Nota 31.a).
(2) Ver Nota 17 c) literal v).
(3) Ver Nota 6.1
(4) Ver Nota 17 c) literal iv).

Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo, neto

a) Principales inversiones

Las principales adiciones a propiedades, planta y equipo se relacionan con inversiones en nuestras redes, inversiones en plantas en funcionamiento y nuevos proyectos en construcción. El total de obras en curso ascendió a MUS$1.246.323 y MUS$920.872 al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, respectivamente.

En el negocio de distribución las principales inversiones son las mejoras en redes para optimizar su funcionamiento, con el fin de mejorar la eficiencia y calidad de nivel de servicio. El valor contable de estas obras en curso totalizó MUS$323.223 y MUS$258.563, al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, respectivamente.

En el negocio de generación las inversiones incluyen los avances en el programa de nueva capacidad. En este sentido, destacan:

i) Durante el primer trimestre de 2025, inició la operación comercial de la Central Hidroeléctrica Los Cóndores, de Enel Generación Chile, luego de haber cumplido con todas las pruebas exigidas por el Coordinador Eléctrico Nacional. Esta Central utiliza los recursos de la Laguna del Maule y cuenta con una capacidad instalada de aproximadamente 153 MW. El valor capitalizado del proyecto, al inicio de su operación, totalizó MUS$1.192.167.

ii) Avances en los proyectos, Hijuelas, Graneros, Maitencillo, Cabimas, Santa Elena, Azabache Bess, La Salinas Bess y Valle del Sol Bess que en conjunto representan una capacidad instalada de aproximadamente 481,9 MW, y que están siendo ejecutados por Enel Green Power Chile. El valor contable activado por estos proyectos totalizó MUS$308.840 y MUS$31.508 al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, respectivamente.

Cabe destacar que durante el ejercicio 2025, entraron en operación las plantas Don Humberto, Don Humberto BESS, El Manzano BESS, La Cabaña BESS y Rihue BESS, que acumulaban un valor contable de MUS$253.117 y cuentan con una capacidad instalada de 0,28 GW.

Siguiendo el criterio contable descrito en nota 4.a), solo aquellas inversiones realizadas en los proyectos de generación descritos anteriormente califican como activos aptos para capitalizar intereses. En conjunto, estos proyectos representan desembolsos de caja acumulados por MUS$97.787 y MUS$8.033, al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, respectivamente.

b) Costos capitalizados

b.1) Gastos financieros capitalizados en obras en curso

Durante el período finalizado al 30 de septiembre de 2026 hubo capitalización de gastos financieros por MUS$1.500 (MUS$6.871 de capitalización al 30 de septiembre de 2025, (ver Nota 34)). La tasa promedio de financiamiento es de 4,79% al 30 de septiembre de 2026 (4,83% al 30 de septiembre 2025).

b.2) Gastos de personal capitalizados en obras en curso

El costo capitalizado por concepto de gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso ascendió a MUS$28.884 y MUS$24.885, al 30 de septiembre de 2026 y 2025, respectivamente.

c) Otras informaciones

i) El Grupo mantenía al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025 compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por monto de MUS$164.590 y MUS$724.479, respectivamente.

ii) Al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, Enel Chile no tenía propiedades, planta y equipo gravados como garantía de pasivos.

iii) El Grupo y sus entidades consolidadas tienen contratos de seguros que contemplan pólizas de todo riesgo, sismo y avería de maquinarias con un límite de MM€1.000 (MUS$1.135.850), incluyéndose por estas coberturas perjuicios por interrupción de negocios.

Adicionalmente el Grupo cuenta con seguros de Responsabilidad Civil para enfrentar demandas de terceros por un límite de hasta MM€450 (MUS$511.133) cuando las demandas son producto de la rotura de alguna de las presas de propiedad de la Sociedad o sus Subsidiarias y de Responsabilidad Civil Ambiental que cubre demandas y daños al medio ambiente por MM€20 (MUS$22.717). Las primas asociadas a estas pólizas se registran proporcionalmente a cada sociedad en el rubro gastos pagados por adelantado.

iv) Al cierre del ejercicio 2024, EGP Chile registró una provisión de deterioro por MUS$36.242, asociada al proyecto de extensión de Las Salinas. Esta pérdida surgió como resultado de una nueva evaluación de la rentabilidad esperada del proyecto, evaluación que determinó la decisión de paralizar el mismo, al menos temporalmente, hasta que eventualmente cambien las condiciones existentes y el proyecto se pueda considerar viable.

Durante el ejercicio 2025, se evidenció en la Industria una ralentización en el desarrollo de proyecto PMGD solares, debido a la circunstancia actual de cambio en las remuneraciones que afecta este tipo de desarrollos, limitando el uso alternativo que el Grupo consideraba factible aplicar a determinados activos vinculados al proyecto de extensión de Las Salinas. Producto de lo anterior, en el ejercicio 2025, la Compañía registró una pérdida por deterioro adicional por MUS$ 34.660.

v) Al 30 de septiembre de 2026, la Compañía se encuentra gestionando la venta de determinados activos vinculados a la unidad generadora a carbón Bocamina II, proceso que presenta un importante avance. Esta unidad cesó sus operaciones y fue desconectada del Sistema Eléctrico Nacional el 30 de septiembre de 2022.

Como resultado del avance alcanzado en el proceso de venta y de la evidencia disponible en el periodo, el Grupo revirtió parcialmente la pérdida por deterioro registrada en ejercicios anteriores, reconociendo una utilidad antes de impuestos de MUS$32.098 al 30 de septiembre de 2026, (ver Nota 31.b).

Asimismo, de conformidad con los criterios establecidos en la NIIF 5, "Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuadas", la Compañía reclasificó los activos involucrados en este proceso al rubro Activos mantenidos para la venta (ver Nota 6.1).

18. Activos por derecho de uso

A continuación, se presentan los saldos del rubro al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Movimientos año 2026	Terrenos	Edificios, Neto	Otras Plantas y Equipos, Neto	Activos por Derecho de Uso, Neto
Saldo inicial al 01.01.2026	344.099	21.996	13.768	379.863
Nuevos contratos de activos por derecho de uso	13.104	543	42.399	56.046
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(14.334)	(1.605)	(164)	(16.103)
Depreciación (1)	(11.361)	(4.233)	(11.253)	(26.847)
Modificación y término anticipado de contratos	(5.941)	(204)	(1.686)	(7.831)
Total movimientos	(18.532)	(5.499)	29.296	5.265
Saldo final al 30.09.2026	**325.567**	**16.497**	**43.064**	**385.128**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Movimientos año 2025	Terrenos	Edificios, Neto	Otras Plantas y Equipos, Neto	Activos por Derecho de Uso, Neto
Saldo inicial al 01.01.2025	241.477	21.942	10.160	273.579
Nuevos contratos de activos por derecho de uso	68.929	2.611	16.495	88.035
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	43.367	2.872	904	47.143
Depreciación	(14.899)	(5.429)	(13.791)	(34.119)
Modificación y término anticipado de contratos	(5.510)	-	-	(5.510)
Otros incrementos (disminución)	10.735	-	-	10.735
Total movimientos	102.622	54	3.608	106.284
Saldo final al 31.12.2025	**344.099**	**21.996**	**13.768**	**379.863**

(1) Ver Nota 31.a)

Al 30 de septiembre de 2026, los principales activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento provienen fundamentalmente de

- Contratos de arrendamiento de terrenos para el desarrollo de proyectos de energías renovables no convencionales en el Grupo EGP Chile, en proyectos tales como: Laberinto, Santa Elena y Guanshoi, con duraciones remanentes entre 29 a 36 años, los cuales devengan intereses a un rango de tasa anual de 2,93% a 5,48%.

- Arriendo de la instalación y central de generación de energía eléctrica, denominada central Kelar. Este contrato se encuentra denominado en dólares, con una tasa de 4,5% y con vencimiento para el año 2027.

El valor presente de los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 30.09.2026			al 31.12.2025		
	Bruto	Interés	Valor Presente	Bruto	Interés	Valor Presente
Hasta un año	84.074	14.055	70.019	59.191	17.673	41.518
Más de un año y no más de dos años	36.289	12.688	23.601	35.077	15.685	19.392
Más de dos años y no más de tres años	29.689	12.099	17.590	32.926	15.022	17.904
Más de tres años y no más de cuatro años	25.095	11.600	13.495	31.741	14.346	17.395
Más de cuatro años y no más de cinco años	22.076	11.560	10.516	27.654	14.075	13.579
Más de cinco años	478.654	176.403	302.251	503.665	203.256	300.409
Total	**675.877**	**238.405**	**437.472**	**690.254**	**280.057**	**410.197**

a) Arrendamiento de corto plazo y bajo valor

El estado de resultados consolidado por los ejercicios terminados al 30 de septiembre de 2026 y 2025 incluye gastos de MUS$4.363 y MUS$5.893 respectivamente, y corresponden a pagos por arrendamientos de corto plazo (ver Nota 4.f).

Al 30 de septiembre de 2026 y 2025, los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Años	al 30.09.2026	al 30.09.2025
Hasta un año	2.498	3.777
Más de un año y no más de dos años	-	-
Más de dos años y no más de tres años	-	-
Más de tres años y no más de cuatro años	-	-
Más de cuatro años y no más de cinco años	-	-
Más de cinco años	-	-
Total	**2.498**	**3.777**

19. Impuestos a las ganancias e impuestos diferidos

a) Impuestos a las ganancias

A continuación, se presentan los componentes del impuesto a la renta registrado en los estados de resultados integrales consolidados, correspondiente a los ejercicios terminados al 30 de septiembre de 2026 y 2025:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de ejercicios anteriores	2026	2025
(Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(159.729)	(140.169)
Ajustes por impuestos corrientes de ejercicios anteriores	1.041	(1.849)
(Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente (relacionado con coberturas de flujos de efectivo)	6.405	(4.157)
Total (Gasto) / ingreso por impuesto corriente	**(152.283)**	**(146.175)**
(Gasto) / ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	11.616	9.488
Total (Gasto) / ingreso por impuestos Diferidos	**11.616**	**9.488**
(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias	**(140.667)**	**(136.687)**

A continuación, se presenta la conciliación de la tasa impositiva al 30 de septiembre de 2026 y 2025:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	Tasa	2026	Tasa	2025
RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS		560.763		521.217
Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	**(27,00%)**	(151.406)	**(27,00%)**	(140.729)
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero	(0,00%)	(28)	0,08%	398
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	1,01%	5.664	0,77%	4.021
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(0,96%)	(5.371)	(0,90%)	(4.678)
Efecto impositivo de impuesto provisto en exceso en ejercicios anteriores	0,19%	1.041	(0,35%)	(1.849)
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	1,68%	9.433	1,18%	6.150
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositiva aplicable	1,92%	10.739	**0,78%**	**4.042**
(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias	**(25,08%)**	**(140.667)**	**(26,22%)**	**(136.687)**

Las principales diferencias temporarias se encuentran a continuación:

b) Impuestos diferidos

El origen y movimientos de los impuestos diferidos de activos y pasivos registrados al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025 son:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Activos/(Pasivos) netos por Impuestos Diferidos	al 30.09.2026		al 31.12.2025	
	Activos	Pasivos	Activos	Pasivos
Depreciaciones	37.892	(276.736)	34.872	(276.870)
Obligaciones por beneficios post-empleo	6.203	(1.034)	6.719	(1.067)
Pérdidas fiscales	70.922	-	62.074	-
Provisiones	**107.367**	**(923)**	**118.585**	**(651)**
Provisión desmantelamiento	50.273	-	53.930	-
Provisión contingencias civiles	1.618	-	457	-
Provisión cuentas incobrables	17.985	(826)	16.406	(644)
Provisión cuentas de recursos humanos	10.367	-	11.399	-
Provisión servicios prestados por compañías extranjeras	16.769	-	12.107	-
Otras Provisiones	10.355	(97)	24.286	(7)
Otros impuestos diferidos	**142.817**	**(155.244)**	**137.515**	**(153.677)**
Activación de gastos por emisión de deuda financiera	-	(9.611)	-	(9.955)
Efecto Neto Leasing	136.349	(134.356)	132.528	(132.912)
Badwill Tributario	-	(2.820)	-	(4.493)
Efecto hiperinflación Argentina	-	(2.665)	-	(1.957)
Otros impuestos diferidos	6.468	(5.792)	4.987	(4.360)
Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) antes de compensación	**365.201**	**(433.937)**	**359.765**	**(432.265)**
Compensación de activos / (pasivos por impuestos diferidos)	(231.555)	231.555	(231.813)	231.813
Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) después de compensación	**133.646**	**(202.382)**	**127.952**	**(200.452)**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Movimientos en Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) netos	Saldo neto al 1 de enero de 2026	Movimientos				Saldo neto al 30 de septiembre de 2026
		Reconocidos en ganancias o (pérdidas)	Reconocidos en otros en resultados integrales	Diferencia de conversión de moneda extranjera	Otros incrementos (decrementos)	
Depreciaciones	(241.998)	5.292	-	(2.138)	-	**(238.844)**
Obligaciones por beneficios post-empleo	5.652	(483)	-	-		**5.169**
Pérdidas fiscales	62.074	10.369	-	(1.521)	-	**70.922**
Provisiones	**117.934**	**(6.951)**	**-**	**(4.539)**	**-**	**106.444**
Provisión Desmantelamiento	53.930	(3.657)	-	-	-	**50.273**
Provisión Contingencias Civiles	457	1.161	-	-	-	**1.618**
Provisión cuentas incobrables	15.762	1.723	-	(326)	-	**17.159**
Provisión cuentas de Recursos Humanos	11.399	(884)	-	(148)	-	**10.367**
Provisión servicios prestados por compañías extranjeras	12.107	4.662	-	-	-	**16.769**
Otras Provisiones	24.279	(9.956)	-	(4.065)	-	**10.258**
Otros Impuestos Diferidos	**(16.162)**	**3.389**	**-**	**678**	**(332)**	**(12.427)**
Activación de gastos por emisión de deuda financiera	(9.955)	344	-	-	-	**(9.611)**
Efecto Neto Leasing	(384)	1.799	-	578	-	**1.993**
Badwill Tributario	(4.493)	1.673	-	-	-	**(2.820)**
Efecto Hiperinflación Argentina	(1.957)	(440)	-	64	(332)	**(2.665)**
Otros Impuestos Diferidos	627	13	-	36	-	**676**
Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	**(72.500)**	**11.616**	**-**	**(7.520)**	**(332)**	**(68.736)**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Movimientos en Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) netos	Saldo neto al 1 de enero de 2025	Movimientos				Saldo neto al 31 de diciembre de 2025
		Reconocidos en ganancias o (pérdidas)	Reconocidos en otros en resultados integrales	Diferencia de conversión de moneda extranjera	Otros incrementos (decrementos)	
Depreciaciones	(240.029)	(2.575)	-	886	(280)	(241.998)
Obligaciones por beneficios post-empleo	6.277	(728)	96	7	-	5.652
Pérdidas fiscales	85.834	(25.724)	-	1.964	-	62.074
Provisiones	**107.140**	**5.980**	**-**	**4.814**	**-**	**117.934**
Provisión Desmantelamiento	54.639	(815)	-	106		53.930
Provisión Contingencias Civiles	5.543	(5.098)	-	12	-	457
Provisión cuentas incobrables	8.029	7.627	-	106	-	15.762
Provisión cuentas de Recursos Humanos	12.706	(1.563)	-	256	-	11.399
Provisión servicios prestados por compañías extranjeras	11.308	778	-	21	-	12.107
Otras Provisiones	14.915	5.051	-	4.313	-	24.279
Otros Impuestos Diferidos	**(42.172)**	**26.428**	**-**	**(418)**	**-**	**(16.162)**
Activación de gastos por emisión de deuda financiera	(12.274)	2.325	-	(6)	-	(9.955)
Efecto Neto Leasing	(4.449)	4.412	-	(347)	-	(384)
Badwill Tributario	(6.562)	2.077	-	(8)	-	(4.493)
Efecto Hiperinflación Argentina	(24.619)	22.710	-	(48)	-	(1.957)
Otros Impuestos Diferidos	5.732	(5.096)	-	(9)	-	627
Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	**(82.950)**	**3.381**	**96**	**7.253**	**(280)**	**(72.500)**

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos depende de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. El Grupo considera que las proyecciones de utilidades futuras de las distintas entidades consolidadas cubren lo necesario para recuperar estos activos.

Al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, el Grupo ha contabilizado todos los activos por impuestos diferidos asociados a pérdidas tributarias (ver Nota 4.p).

En relación con las diferencias temporarias relacionadas con inversiones en entidades consolidadas y en determinados negocios conjuntos, el Grupo no ha reconocido impuestos diferidos de pasivo asociados con utilidades no distribuidas, en las que la posición de control que ejerce el grupo sobre dichas entidades consolidadas permite gestionar el momento de reversión de las mismas, y se estima que es probable que éstas no se reviertan en un futuro próximo. El monto total de estas diferencias temporarias imponibles, para los cuales no se han reconocido pasivos por impuestos diferidos al 30 de septiembre de 2026 asciende a MUS$1.308.534 (MUS$1.318.288 al 31 de diciembre de 2025). Por otra parte, tampoco se han registrado activos por impuestos diferidos en relación con las diferencias temporarias deducibles relacionadas con inversiones en entidades consolidadas y en determinados negocios conjuntos para los cuales no se espera que reviertan en un futuro previsible o no se disponga de ganancias fiscales para su utilización. Al 30 de septiembre de 2026, dichas diferencias temporarias deducibles ascienden a MUS$1.045.907 (MUS$1.165.367 al 31 de diciembre de 2025).

Las sociedades del Grupo se encuentran potencialmente sujetas a auditorías tributarias al impuesto a las ganancias por parte de las autoridades tributarias. Dichas auditorías están limitadas a un número de períodos tributarios anuales, los cuales, por lo general, una vez transcurridos, dan lugar a la expiración de dichas inspecciones. Las auditorías tributarias, por su naturaleza, son a menudo complejas y pueden requerir varios años. Los períodos tributarios, potencialmente sujetos a verificación, corresponden a los años 2023 al 2025.

Debido a las diferentes interpretaciones que pueden darse a las normas tributarias, los resultados de las inspecciones que en el futuro pudieran llevar a cabo las autoridades tributarias para los años sujetos a verificación, podrían dar lugar a pasivos tributarios, cuyos montos no es posible cuantificar en la actualidad de una manera objetiva. No obstante, el Grupo estima que los pasivos que, en su caso, se pudieran derivar por estos conceptos, no tendrán un efecto significativo sobre sus resultados futuros.

A continuación, se detallan los efectos por impuestos diferidos y corrientes de los componentes de otros resultados integrales atribuibles tanto a los propietarios del Grupo como a las participaciones no controladoras, por los ejercicios terminados al 30 de septiembre de 2026 y 2025:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Efectos por Impuestos a las Ganancias de los Componentes de Otros Resultados Integrales	2026			2025		
	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos
Cobertura de Flujo de Efectivo	23.721	(6.405)	17.316	(15.397)	4.157	(11.240)
Diferencias de cambio por conversión	(105.269)	-	(105.269)	27.260	-	27.260
Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio	**(81.548)**	**(6.405)**	**(87.953)**	**11.863**	**4.157**	**16.020**

A continuación, se presenta cuadro de conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre balance e impuestos a las ganancias en otros resultados integrales al 30 de septiembre de 2026 y 2025:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre Balance e impuestos a las ganancias en resultados Integrales	30 de septiembre de 2026	30 de septiembre de 2025
Balance: Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en otro resultado integral	**-**	-
Impuestos Corrientes sobre movimientos de reservas por coberturas de flujos de efectivo	(6.405)	4.157
Patrimonio: Total de Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	**(6.405)**	**4.157**

20. Otros pasivos financieros

El saldo de este rubro al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Otros pasivos financieros	Corrientes		No corrientes	
	al 30.09.2026	al 31.12.2025	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Préstamos que devengan intereses	532.678	259.461	1.915.730	2.161.366
Instrumentos derivados de cobertura (*)	1.819	62.621	-	8.962
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	-	-	-	-
Total	**534.497**	**322.082**	**1.915.730**	**2.170.328**

(*) Ver Nota 23.2.a

(**) Ver Nota 23.2.b

20.1. Préstamos que devengan intereses

El detalle de la clasificación corriente y no corriente de este rubro al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	Corrientes		No corrientes	
	al 30.09.2026	al 31.12.2025	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Préstamos bancarios garantizados	65.700	46.345	707.004	721.022
Préstamos bancarios no garantizados	192.800	150.624	-	-
Obligaciones con el público no garantizadas	274.178	62.492	1.208.726	1.440.344
Total	**532.678**	**259.461**	**1.915.730**	**2.161.366**

El desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, es el siguiente:

- Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	al 30.09.2026									
				Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
US$	5,23%	4,81%	Sí	18.141	47.559	**65.700**	55.968	57.540	59.188	60.917	473.391	**707.004**
CLP	5,71%	5,71%	No	19	-	**19**	-	-	-	-	-	**-**
US$	5,21%	5,21%	No	152.781	40.000	**192.781**	-	-	-	-	-	**-**
			Total	**170.941**	**87.559**	**258.500**	**55.968**	**57.540**	**59.188**	**60.917**	**473.391**	**707.004**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	al 31.12.2025									
				Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
US$	5,25%	4,74%	Sí	793	45.552	**46.345**	55.968	57.540	59.188	60.917	487.409	**721.022**
CLP	6,20%	6,20%	No	6	-	**6**	-	-	-	-	-	**-**
US$	5,27%	5,27%	No	3	150.615	**150.618**	-	-	-	-	-	**-**
			Total	**802**	**196.167**	**196.969**	**55.968**	**57.540**	**59.188**	**60.917**	**487.409**	**721.022**

Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los préstamos bancarios corrientes y no corrientes al 30 de septiembre de 2026 es MUS$936.381 (MUS$921.001 al 31 de diciembre de 2025). Las técnicas de valoración utilizadas para esta valoración han sido clasificados como valores razonables Nivel 2 (ver Nota 4.h).

- Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	Garantía	al 30.09.2026								
											Vencimiento			Vencimiento					
											Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.018.000-1	Banco Scotiabank (Linea de sobregiro)	Chile	CLP	5,71%	5,71%	Al Vencimiento	No	19	-	**19**	-	-	-	-	-	**-**
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	97.018.000-1	Scotiabank Chile	Chile	US$	5,29%	5,29%	Al Vencimiento	No	152.621	-	**152.621**	-	-	-	-	-	**-**
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Extranjero	European Investment Bank	Luxemburgo	US$	4,89%	4,89%	Anual	Sí	5.477	35.642	**41.119**	32.135	33.707	35.355	37.084	330.850	**469.131**
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Extranjero	CitiBank N.A. London Branch	E.E.U.U.	US$	5,90%	4,64%	Semestral	Sí	12.664	11.917	**24.581**	23.833	23.833	23.833	23.833	142.541	**237.873**
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Extranjero	DNB Bank ASA	Noruega	US$	4,90%	4,90%	Al Vencimiento	No	-	40.000	**40.000**	-	-	-	-	-	**-**
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Extranjero	Commitment fee(CAF_VE)	Venezuela	US$	0,50%	0,50%	Al Vencimiento	No	160	-	**160**	-	-	-	-	-	**-**
								Total			**170.941**	**87.559**	**258.500**	**55.968**	**57.540**	**59.188**	**60.917**	**473.391**	**707.004**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	Garantía	al 31.12.2025								
											Vencimiento			Vencimiento					
											Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.036.000-k	Banco Santander (Linea de sobregiro)	Chile	CLP	6,20%	6,20%	Al Vencimiento	No	6	-	**6**	-	-	-	-	-	**-**
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	97.018.000-1	Scotiabank Chile	Chile	US$	5,27%	5,27%	Al Vencimiento	No	-	150.615	**150.615**	-	-	-	-	-	**-**
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Extranjero	European Investment Bank	Luxemburgo	US$	4,89%	4,89%	Anual	Sí	-	21.719	**21.719**	32.135	33.707	35.355	37.084	337.099	**475.380**
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Extranjero	CitiBank N.A. London Branch	E.E.U.U.	US$	5,90%	4,46%	Semestral	Sí	793	23.833	**24.626**	23.833	23.833	23.833	23.833	150.310	**245.642**
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Extranjero	CAF_VE (Commitment fee)	Venezuela	US$	0,50%	0,50%	Al Vencimiento	No	3	-	**3**	-	-	-	-	-	**-**
								Total			**802**	**196.167**	**196.969**	**55.968**	**57.540**	**59.188**	**60.917**	**487.409**	**721.022**

20.2. Obligaciones con el Público No Garantizadas

El desglose por monedas, vencimientos y deudores de las Obligaciones con el Público No Garantizadas al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, son los siguientes:

- Resumen de Obligaciones con el Público No Garantizadas por monedas y vencimientos

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal Anual	al 30.09.2026								
			Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
			Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
US$	5,96%	5,57%	14.625	209.885	**224.510**	994.326	-	-	-	104.890	**1.099.216**
UF	5,19%	4,96%	26.089	23.579	**49.668**	47.157	43.469	18.884	-	-	**109.510**
		Total	**40.714**	**233.464**	**274.178**	**1.041.483**	**43.469**	**18.884**	**-**	**104.890**	**1.208.726**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal Anual	al 31.12.2025								
			Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
			Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
US$	5,98%	5,58%	10.283	2.573	**12.856**	205.753	992.043	-	-	104.867	**1.302.663**
UF	5,21%	4,97%	-	49.636	**49.636**	48.923	49.270	39.488	-	-	**137.681**
		Total	**10.283**	**52.209**	**62.492**	**254.676**	**1.041.313**	**39.488**	**-**	**104.867**	**1.440.344**

- Individualizaciones de Obligaciones con el Público No Garantizadas por Deudor

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés nominal	Tipo de Amortización	al 30.09.2026							
										Vencimiento			Vencimiento				
										Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-1	E.E.U.U.	US$	8,00%	7,87%	Al Vencimiento	-	208.497	**208.497**	-	-	-	-	-	**-**
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-2	E.E.U.U.	US$	8,80%	7,33%	Al Vencimiento	-	850	**850**	-	-	-	-	69.872	**69.872**
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-3	E.E.U.U.	US$	8,68%	8,13%	Al Vencimiento	-	538	**538**	-	-	-	-	35.018	**35.018**
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.036.000-K	Banco Santander -317 Serie-H (1)	Chile	UF	7,17%	6,20%	Semestral	5.061	4.390	**9.451**	8.780	5.093	-	-	-	**13.873**
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.036.000-K	Banco Santander 522 Serie-M (1)	Chile	UF	4,85%	4,75%	Semestral	21.028	19.189	**40.217**	38.377	38.376	18.884	-	-	**95.637**
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Unica	E.E.U.U.	US$	5,24%	4,88%	Al Vencimiento	14.625		**14.625**	994.326		-	-	-	**994.326**
						Total				**40.714**	**233.464**	**274.178**	**1.041.483**	**43.469**	**18.884**	**-**	**104.890**	**1.208.726**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés nominal	Tipo de Amortización	al 31.12.2025							
										Vencimiento			Vencimiento				
										Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-1	E.E.U.U.	US$	8,00%	7,87%	Al Vencimiento	6.755	-	**6.755**	205.753	-	-	-	-	**205.753**
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-2	E.E.U.U.	US$	8,80%	7,33%	Al Vencimiento	2.160	-	**2.160**	-	-	-	-	69.849	**69.849**
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-3	E.E.U.U.	US$	8,68%	8,13%	Al Vencimiento	1.368	-	**1.368**	-	-	-	-	35.018	**35.018**
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.036.000-K	Banco Santander -317 Serie-H (1)	Chile	UF	7,17%	6,20%	Semestral	-	9.489	**9.489**	9.109	9.456	-	-	-	**18.565**
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.036.000-K	Banco Santander 522 Serie-M (1)	Chile	UF	4,85%	4,75%	Semestral	-	40.147	**40.147**	39.814	39.814	39.488	-	-	**119.116**
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Unica	E.E.U.U.	US$	5,24%	4,88%	Al Vencimiento	-	2.573	**2.573**	-	992.043	-	-	-	**992.043**
						Total				**10.283**	**52.209**	**62.492**	**254.676**	**1.041.313**	**39.488**	**-**	**104.867**	**1.440.344**

(1) Correspondiente a obligaciones que se encuentran asociadas a covenants (Ver nota 36.4. Restricciones financieras item 2. Covenants Financieros), las cuales totalizan MUS$109.510 al 30 de septiembre de 2026 y MUS$137.681 al 31 de diciembre de 2025.

- Obligaciones con el Público Garantizadas

Al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025 no existen obligaciones con el Público garantizadas.

Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de las obligaciones con el público corriente y no corriente al 30 de septiembre de 2026 asciende a MUS$1.521.000 (MUS$1.589.519 al 31 de diciembre de 2025). Para el período, en consideración a los datos de entrada utilizados en esta valoración, los valores razonables de estos instrumentos financieros califican como nivel 2 (ver Nota 4 h). Cabe destacar que estos pasivos financieros son registrados a costo amortizado (ver Nota 4 g.4).

20.3. Pasivos financieros con características contingentes a Objetivo de Sostenibilidad

El Grupo Enel Chile ha suscrito instrumentos financieros vinculados a la sostenibilidad, para los cuales el importe de los flujos de caja contractuales y, en particular, los intereses, puede variar según la ocurrencia o no de eventos contingentes específicos relacionados con la consecución de los Objetivos de Sostenibilidad definidos contractualmente.

En particular, según los términos contractuales, el incumplimiento de estos objetivos puede resultar en un aumento en la tasa de interés (en puntos base) o, por el contrario, en caso de alcanzar el objetivo, significaría en una reducción en la tasa de interés. Por lo tanto, las cláusulas contingentes no afectan al capital nominal del instrumento, pero pueden modificar la cantidad de flujos contractuales futuros.

La siguiente tabla muestra, para cada clase de instrumentos financieros vinculados a la sostenibilidad al 30 de septiembre de 2026, la información requerida por las recientes enmiendas a la NIIF 7 "Instrumentos Financieros: Información a Revelar", para préstamos con cláusulas contingentes vinculadas al logro futuro de los Objetivos de Sostenibilidad.

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Tipo de deuda	Nombre Empresa Deudora	Valor nominal	Costo amortizado	KPIs[1]	Objetivo de Sostenibilidad	Rango de variabilidad (pb)	Año de medición
Préstamo Bancario	Enel Chile	200.000	200.000	KPI #1	Alcance 1: menor a 125 g	± 5	2026
				KPI #1	Alcance 1: menor a 72 g	± 5	2030
Préstamo Bancario	Enel Chile	274.083	261.709	KPI #1	Alcance 1: menor a 125 g	± 5	2026
	Total	**474.083**	**461.709**				

(1) KPI #1"Cantidad directa de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI-Alcance 1)" Intensidad de emisiones de GEI Alcance 1 relacionadas con la generación eléctrica (gCO2eq/kWh)

20.4. Otros aspectos

Al 30 de septiembre de 2026, el Grupo tiene a su disposición líneas de crédito de largo plazo en forma incondicional, por MUS$490.000 (MUS$690.000 al 31 de diciembre de 2025), de las cuales MUS$290.000 corresponde a contratos con empresas relacionadas (MUS$340.000 al 31 de diciembre de 2025) y MUS$200.000 están con terceros (MUS$350.000 al 31 de diciembre de 2025).

20.5. Flujos futuros de deuda no descontados

A continuación, se muestran las estimaciones de flujos no descontados por tipo de deuda financiera:

a) Préstamos Bancarios garantizados y no garantizados

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Moneda	Tasa Nominal	al 30.09.2026									al 31.12.2025								
		Vencimiento			Vencimiento						Vencimiento			Vencimiento					
		Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
US$	4,88%	189.599	89.512	**279.111**	91.650	90.225	88.884	87.533	573.138	**931.430**	11.752	227.446	**239.198**	93.100	91.944	90.588	89.320	611.234	**976.186**
CLP	5,71%	19	-	**19**	-	-	-	-	-	**-**	6	-	**6**	-	-	-	-	-	**-**
Total		**189.618**	**89.512**	**279.130**	**91.650**	**90.225**	**88.884**	**87.533**	**573.138**	**931.430**	**11.758**	**227.446**	**239.204**	**93.100**	**91.944**	**90.588**	**89.320**	**611.234**	**976.186**

b) Obligaciones garantizadas y no garantizadas

Moneda	Tasa Nominal	al 30.09.2026									al 31.12.2025								
		Vencimiento			Vencimiento						Vencimiento			Vencimiento					
		Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
US$	5,57%	18.765	250.713	**269.478**	1.043.277	8.586	8.586	8.586	356.992	**1.426.027**	24.826	49.625	**74.451**	265.335	1.030.818	8.586	8.586	363.414	**1.676.739**
UF	4,96%	25.543	28.297	**53.840**	51.452	46.657	19.381	-	-	**117.490**	2.347	55.372	**57.719**	55.230	54.814	41.206	-	-	**151.250**
Total		**44.308**	**279.010**	**323.318**	**1.094.729**	**55.243**	**27.967**	**8.586**	**356.992**	**1.543.517**	**27.173**	**104.997**	**132.170**	**320.565**	**1.085.632**	**49.792**	**8.586**	**363.414**	**1.827.989**

21. Pasivos por arrendamientos

A continuación, se presentan los saldos del rubro al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Pasivos por Arrendamientos	Corrientes		No corrientes	
	al 30.09.2026	al 31.12.2025	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Pasivos por arrendamientos	70.019	41.518	367.453	368.679
Total	**70.019**	**41.518**	**367.453**	**368.679**

21.1.Individualización de Pasivos por Arrendamientos

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tipo de Amortización	al 30.09.2026										
									Vencimiento			Vencimiento							
									Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	10.579.624-2	Marcelo Alberto Amar Basulto	Chile	UF	2,06%	Mensual	7	23	**30**	31	31	32	33	102	**229**
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	91.004.000-6	Productos Fernandez S.A.	Chile	UF	2,09%	Mensual	14	43	**57**	58	59	60	62	220	**459**
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	78.086.990-9	Inversiones San Isidro	Chile	UF	2,86%	Semestral	2	6	**8**	3	-	-	-	-	**3**
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	77.088.295-8	Consultoria y transpor	Chile	UF	4,15%	Mensual	8	25	**33**	35	21	-	-	-	**56**
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	81.591.800-2	Cuerpo de bomberos Quillota	Chile	UF	2,86%	Mensual	1	4	**5**	3	-	-	-	-	**3**
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	76.409.056-k	Ald Automotive Ltda.	Chile	UF	3,92%	Mensual	113	346	**459**	455	418	-	-	-	**873**
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	96.775.780-2	Compañía de Leasing Tattersall SA	Chile	UF	3,92%	Mensual	127	442	**569**	290	145	14	600	-	**1.049**
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	8.927.142-8	Pablo Castillo Fuentes	Chile	UF	3,78%	Mensual	1	2	**3**	-	-	-	-	-	**-**
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	76.349.223-0	Tamakaya Energia Spa	Chile	US$	4,50%	Mensual	9.524	25.568	**35.092**	6.500	-	-	-	-	**6.500**
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	70.015.730-K	Mutual De Seguros De Chile	Chile	UF	1,91%	Mensual	8	-	**8**	-	-	-	-	-	**-**
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	76.596.523-3	Capital Investi	Chile	UF	1,91%	Mensual	7	-	**7**	-	-	-	-	-	**-**
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	99.530.420-1	Inmobiliaria Nialem Sa	Chile	UF	0,40%	Mensual	53	164	**217**	228	240	125	-	-	**593**
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	76.013.489-9	Inversiones Don Issa Ltda	Chile	UF	1,87%	Mensual	60	80	**140**	107	108	72	-	-	**287**
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	96.643.660-3	Inmobiliaria El Roble S.A.	Chile	UF	0,79%	Mensual	21	-	**21**	-	-	-	-	-	**-**
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	76.085.228-7	Rentas Fonsaso	Chile	UF	5,37%	Mensual	91	207	**298**	-	-	-	-	-	**-**
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	76.409.056-k	ALD Automovile Ltda.	Chile	UF	5,16%	Mensual	80	102	**182**	342	177	-	-	-	**519**
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	96.775.780-2	Compañía de Leasing Tattersall S.A.	Chile	UF	5,16%	Mensual	55	199	**254**	234	891	-	-	-	**1.125**
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	76.378.333-2	Inmobiliaria Fernandez Vial Ltda.	Chile	UF	4,51%	Mensual	28	81	**109**	19	-	-	-	-	**19**
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	76.164.095-K	Inmobiliaria Mixto Rentas	Chile	UF	5,03%	Mensual	37	114	**151**	39	-	-	-	-	**39**
96.783.910-8	Enel Colina S.A.	Chile	96.775.780-2	Compañía de Leasing Tattersall S.A.	Chile	UF	4,44%	Mensual	1	4	**5**	6	6	-	-	-	**12**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	61.402.000-8	Ministerio de Bienes Nacionales	Chile	US$	8,57%	Anual	834	-	**834**	250	272	295	320	1.580	**2.717**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	61.402.000-8	Ministerio de Bienes Nacionales	Chile	UF	3,29%	Anual	5.920	14.027	**19.947**	5.475	5.662	5.857	5.989	209.529	**232.512**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	76.364.150-3	Inversiones Interover Sur S.A.	Chile	UF	3,83%	Anual	-	106	**106**	70	73	76	78	1.320	**1.617**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	76.400.311-K	Fundo Los Buenos Aires SpA	Chile	UF	2,54%	Anual	-	165	**165**	120	123	126	129	1.319	**1.817**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	5.704.494-2	Pablo Rioseco y Otros	Chile	UF	4,94%	Anual	-	19	**19**	6	6	7	7	106	**132**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	10.249.202-1	Juan Rioseco y Otra	Chile	UF	3,91%	Anual	-	23	**23**	14	14	15	16	180	**239**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	5.704.494-2	Pablo Rioseco y Otros	Chile	UF	4,94%	Anual	-	6	**6**	3	3	3	4	53	**66**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	77.378.630-5	Agricola Santa Amalia	Chile	UF	4,40%	Anual	-	77	**77**	27	28	30	31	361	**477**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	77.378.630-5	Agricola Santa Amalia	Chile	UF	4,94%	Anual	-	46	**46**	27	28	30	31	361	**477**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	77.894.990-3	Orafti Chile S.A.	Chile	UF	4,94%	Anual	-	12	**12**	13	14	14	15	196	**252**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	78.201.750-0	Sociedad Agricola Parant	Chile	UF	4,94%	Anual	-	13	**13**	4	5	5	5	68	**87**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	99.576.780-5	Sucesión Aguilera Parada	Chile	UF	4,47%	Anual	-	108	**108**	77	81	85	89	1.177	**1.509**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	9.433.580-7	Macarena Rioseco	Chile	UF	3,91%	Anual	-	23	**23**	6	7	7	7	86	**113**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	76.170.091-K	Multicenter SpA	Chile	UF	5,95%	Anual	60	-	**60**	232	301	391	-	-	**924**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	76.064.627-K	Forestal Danco	Chile	UF	5,92%	Anual	-	333	**333**	110	117	124	131	8.689	**9.171**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	96.629.120-6	Agrícola Esmeralda S.A.	Chile	UF	5,30%	Anual	-	228	**228**	65	69	73	77	9.516	**9.800**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	76.238.102-8	Crucero Este Uno SpA	Chile	UF	2,96%	Anual	46	-	**46**	47	47	48	49	770	**961**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	99.576.780-5	Inversiones e Inmobiliaria Itraque S.A.	Chile	UF	3,70%	Anual	-	361	**361**	5	5	5	5	137	**157**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	79.771.340-6	Agrícola el Tapial Ltda.	Chile	UF	3,70%	Anual	-	24	**24**	17	17	18	19	733	**804**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	5.121.031-K	Sergio Jose Retamal Iglesias	Chile	UF	5,72%	Anual	-	166	**166**	52	55	59	62	3.203	**3.431**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	6.372.943-4	Francisco Javier Ovalle Irarrazaval	Chile	UF	3,70%	Anual	23	-	**23**	23	24	25	26	1.149	**1.247**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	79.745.330-7	Soc. Agricola Ancona Ltda.	Chile	US$	0,07%	Anual	-	335	**335**	685	686	686	686	17.994	**20.737**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	84.810.200-2	Huertos Carmen Sociedad Agricola Lt	Chile	US$	0,07%	Anual	-	128	**128**	262	262	262	262	6.888	**7.936**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	77.412.950-2	Inverko S A	Chile	UF	5,70%	Anual	8	14	**22**	-	-	-	-	-	**-**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	76.769.393-1	Rentas Coquimbo SpA	Chile	UF	7,74%	Anual	9	-	**9**	-	-	-	-	-	**-**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	7.256.021-3	Alicia Veronica Freire Hermosilla	Chile	UF	5,75%	Anual	-	55	**55**	58	61	64	67	1.889	**2.139**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	96.637.810-7	Bosques Cautín S.A.	Chile	UF	5,75%	Anual	-	297	**297**	149	157	166	176	6.690	**7.338**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	96.637.810-7	Bosques Cautín S.A.	Chile	UF	2,32%	Anual	-	263	**263**	173	177	181	185	4.453	**5.169**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	6.968.166-2	Luis Fernando Topali Galvan	Chile	UF	1,35%	Anual	-	184	**184**	114	117	120	124	3.073	**3.548**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	77.663.046-2	Inversiones CBO y Compañía	Chile	UF	5,71%	Anual	-	20	**20**	22	23	24	25	1.760	**1.854**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	6.329.938-3	Maria Ines Beltran Navarro	Chile	UF	3,62%	Anual	-	377	**377**	32	33	34	35	1.192	**1.326**
76.412.562-3	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	7.840.909-6	Juan Jose Gajardo Esparza	Chile	UF	1,85%	Anual	-	131	**131**	52	53	54	55	1.098	**1.312**
76.412.562-4	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	76.416.292-7	Agrícola La Campana Ltda.	Chile	UF	1,38%	Anual	-	64	**64**	49	49	50	51	976	**1.175**
76.412.562-5	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	79.755.040-K	Inmobiliaria Silfran Ltda.	Chile	UF	4,30%	Anual	-	18	**18**	19	20	21	22	857	**939**
76.412.562-6	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	8.287.566-2	Audolia Alveal & Otros	Chile	CLP	6,38%	Anual	-	6	**6**	7	7	8	8	187	**217**
76.412.562-7	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	4.503.432-1	Carmen Pinochet (Inosca)	Chile	UF	6,38%	Anual	-	31	**31**	-	-	5	5	125	**135**
76.412.562-8	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	10.879.279-5	Javier Saavedra Duhart	Chile	UF	6,38%	Anual	-	4	**4**	4	4	5	5	115	**133**
76.412.562-9	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	11.583.044-9	Eduardo Saavedra Duhart	Chile	UF	6,38%	Anual	-	4	**4**	4	4	5	5	115	**133**
76.412.562-10	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	76.690.982-5	Palpana Campos SpA	Chile	UF	6,38%	Anual	-	4	**4**	5	5	5	6	156	**177**
76.412.562-11	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	10.379.851-5	Nicolás Sánchez Lecares	Chile	UF	1,43%	Anual	62	-	**62**	63	64	65	66	1.358	**1.616**
76.412.562-12	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	7.256.021-3	Alicia Veronica Freire Hermosilla	Chile	UF	5,80%	Anual	-	7	**7**	7	8	8	9	359	**391**
76.412.562-13	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	5.018.840-K	Monica de la Cruz Fuster Lopez	Chile	UF	2,54%	Anual	-	19	**19**	19	19	19	19	362	**438**
76.412.562-14	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	5.823.948-8	Maria Edifilia Mondaca Galaz	Chile	UF	2,54%	Anual	-	21	**21**	21	21	21	21	546	**630**
76.412.562-15	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	79.909.880-6	Agricola y Ganadera San Raimundo	Chile	UF	2,50%	Mensual	-	353	**353**	277	284	291	298	8.354	**9.504**
76.412.562-16	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	76.409.056-k	ALD Automotive Ltda.	Chile	UF	5,16%	Mensual	101	634	**735**	434	190	-	-	-	**624**
76.412.562-17	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	96.775.780-2	Compañía de Leasing Tattersall S.A.	Chile	UF	5,16%	Mensual	43	131	**174**	183	68	-	-	-	**251**
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Chile	76.248.317-3	Agrícola Alto Talinay	Chile	US$	4,61%	Anual	-	1.178	**1.178**	525	549	575	601	2.849	**5.099**
96.971.330-6	Geotérmica del Norte S.A.	Chile	76.409.056-k	ALD Automotive Ltda.	Chile	UF	3,90%	Mensual	16	47	**63**	62	95	-	-	-	**157**
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	76.203.473-5	Territoria Apoquindo S.A.	Chile	UF	4,17%	Mensual	1.360	3.713	**5.073**	5.267	5.491	3.230	-	-	**13.988**
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	96.775.780-2	Compañía de Leasing Tattersall SA	Chile	UF	3,02%	Mensual	30	84	**114**	115	96	-	-	-	**211**
	Total								**18.750**	**51.269**	**70.019**	**23.601**	**17.590**	**13.495**	**10.516**	**302.251**	**367.453**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tipo de Amortización	al 31.12.2025 Vencimiento		Total Corriente	al 31.12.2025 Vencimiento					Total No Corriente
									Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	10.579.624-2	Marcelo Alberto Amar Basulto	Chile	UF	2,06%	Mensual	11	23	**34**	31	32	33	33	153	**282**
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	91.004.000-6	Productos Fernandez S.A.	Chile	UF	2,09%	Mensual	25	44	**69**	59	60	62	63	228	**472**
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	61.216.000-7	Empresa de Ferrocarriles del Estado	Chile	UF	0,10%	Semestral	6	7	**13**	-	-	-	-	-	**-**
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	78.086.990-9	Inversiones San Isidro	Chile	UF	2,86%	Mensual	14	-	**14**	-	-	-	-	-	**-**
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	77.088.295-8	Consultoria y transpor.	Chile	UF	4,15%	Mensual	10	25	**35**	35	36	27	-	-	**98**
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	81.591.800-2	Cuerpo de bomberos Quillota	Chile	UF	2,86%	Mensual	7	-	**7**	-	-	-	-	-	**-**
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	76.409.056-k	Ald Automotive LTDA	Chile	UF	3,92%	Mensual	88	348	**436**	481	500	258	-	-	**1.239**
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	96.775.780-2	Compañía de Leasing Tattersall SA	Chile	UF	3,92%	Mensual	50	345	**395**	478	406	291	-	-	**1.175**
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	70.015.730-K	Mutual de Seguros de Chile	Chile	UF	1,91%	Mensual	18	61	**79**	24	-	-	-	-	**24**
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	76.596.523-3	Capital Investi	Chile	UF	1,91%	Mensual	22	50	**72**	27	-	-	-	-	**27**
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	61.219.000-3	Empresa de Transporte de Pasajeros Metro S.A.	Chile	US$	5,99%	Anual	-	220	**220**	106	112	119	126	667	**1.130**
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	99.530.420-1	Inmobiliaria Nialem S.A.	Chile	UF	0,40%	Mensual	64	137	**201**	229	241	254	76	-	**800**
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	76.013.489-9	Inversiones Don Issa Ltda.	Chile	UF	1,87%	Mensual	18	83	**101**	111	112	112	69	-	**404**
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	78.844.390-0	Poliplast	Chile	UF	5,36%	Mensual	13	-	**13**	2	-	-	-	-	**2**
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	96.643.660-3	Inmobiliaria El Roble S.A.	Chile	UF	0,79%	Mensual	22	65	**87**	-	-	-	-	-	**-**
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	76.085.228-7	Rentas Fonsaso	Chile	UF	5,37%	Mensual	96	282	**378**	226	-	-	-	-	**226**
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	76.409.056-k	ALD Automovile Ltda.	Chile	UF	5,16%	Mensual	110	138	**248**	343	183	107	-	-	**633**
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	96.775.780-2	Compañía de Leasing Tattersall S.A.	Chile	UF	5,16%	Mensual	62	159	**221**	222	234	137	-	-	**593**
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	77.744.291-0	Morillo Energy Rent SPA	Chile	CLP	6,10%	Mensual	640	643	**1.283**	433	-	-	-	-	**433**
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	77.030.540-3	Lureye Arriendos SPA	Chile	CLP	6,78%	Mensual	1.639	1.101	**2.740**	1.668	-	-	-	-	**1.668**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	61.402.000-8	Ministerio de Bienes Nacionales	Chile	EUR	5,01%	Anual	-	873	**873**	313	329	345	363	1.284	**2.634**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	61.402.000-8	Ministerio de Bienes Nacionales	Chile	UF	3,29%	Anual	4.236	16.960	**21.196**	5.816	5.976	6.166	6.381	210.938	**235.277**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	76.364.150-3	Inversiones Interover Sur S.A.	Chile	UF	3,83%	Anual	34	182	**216**	70	73	76	78	1.287	**1.584**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	76.400.311-K	Fundo Los Buenos Aires SpA	Chile	UF	2,54%	Anual	333	-	**333**	121	124	127	131	1.185	**1.688**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	5.704.494-2	Pablo Rioseco y Otros	Chile	UF	4,94%	Anual	31	-	**31**	6	6	7	7	102	**128**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	10.249.202-1	Juan Rioseco y Otra	Chile	UF	3,91%	Anual	49	-	**49**	13	14	15	15	167	**224**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	5.704.494-2	Pablo Rioseco y Otros	Chile	UF	4,94%	Anual	12	-	**12**	3	3	3	4	34	**47**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	77.378.630-5	Agricola Santa Amalia	Chile	UF	4,40%	Anual	144	-	**144**	27	28	29	31	287	**402**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	77.378.630-5	Agricola Santa Amalia	Chile	UF	4,94%	Anual	93	-	**93**	27	28	29	31	319	**434**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	77.894.990-3	Orafti Chile S.A.	Chile	UF	4,94%	Anual	8	-	**8**	13	13	14	15	146	**201**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	78.201.750-0	Sociedad Agricola Parant	Chile	UF	4,94%	Anual	22	-	**22**	4	5	5	5	76	**95**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	99.576.780-5	Sucesión Aguilera Parada	Chile	UF	4,47%	Anual	278	-	**278**	76	80	84	88	1.119	**1.447**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	9.433.580-7	Macarena Rioseco	Chile	UF	3,91%	Anual	35	-	**35**	6	7	7	-	-	**20**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	76.170.091-K	Multicenter SpA	Chile	UF	5,95%	Anual	19	-	**19**	110	115	120	86	625	**1.056**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	76.064.627-K	Forestal Danco	Chile	UF	5,92%	Anual	-	51	**51**	108	115	121	129	2.012	**2.485**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	96.629.120-6	Agrícola Esmeralda S.A.	Chile	UF	5,30%	Anual	-	1.049	**1.049**	64	68	71	75	8.712	**8.990**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	76.238.102-8	Crucero Este Uno SpA	Chile	UF	2,96%	Anual	-	26	**26**	40	41	42	42	938	**1.103**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	99.576.780-5	Inversiones e Inmobiliaria Itraque S.A.	Chile	UF	3,70%	Anual	453	-	**453**	5	5	5	5	288	**308**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	79.771.340-6	Agrícola el Tapial Ltda.	Chile	UF	3,70%	Anual	11	-	**11**	17	17	18	19	778	**849**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	5.121.031-K	Sergio Jose Retamal Iglesias	Chile	UF	5,72%	Anual	-	32	**32**	51	54	58	61	2.722	**2.946**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	6.372.943-4	Francisco Javier Ovalle Irarrazaval	Chile	UF	3,70%	Anual	665	-	**665**	131	134	138	141	907	**1.451**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	79.745.330-7	Soc. Agricola Ancona Ltda.	Chile	US$	0,07%	Anual	-	142	**142**	335	685	686	686	18.711	**21.103**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	84.810.200-2	Huertos Carmen Sociedad Agricola Lt	Chile	US$	0,07%	Anual	-	38	**38**	128	262	262	262	7.150	**8.064**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	77.412.950-2	Inverko S A	Chile	UF	5,70%	Anual	8	29	**37**	28	-	-	-	-	**28**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	7.256.021-3	Alicia Veronica Freire Hermosilla	Chile	UF	4,94%	Anual	-	56	**56**	57	60	63	66	2.048	**2.294**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	96.637.810-7	Bosques Cautín S.A.	Chile	UF	5,75%	Anual	145	-	**145**	146	154	163	173	7.269	**7.905**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	96.637.810-7	Bosques Cautín S.A.	Chile	UF	2,32%	Anual	-	173	**173**	175	179	183	187	5.515	**6.239**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	6.968.166-2	Luis Fernando Topali Galvan	Chile	UF	2,62%	Anual	152	-	**152**	116	119	122	125	3.215	**3.697**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	77.663.046-2	Inversiones CBO y Compañía	Chile	UF	5,71%	Anual	123	-	**123**	21	22	24	25	1.852	**1.944**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	6.329.938-3	Maria Ines Beltran Navarro	Chile	UF	3,62%	Anual	-	579	**579**	32	33	34	35	1.273	**1.407**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	7.840.909-6	Juan Jose Gajardo Esparza	Chile	UF	1,85%	Anual	-	164	**164**	53	54	54	56	1.195	**1.412**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	76.416.292-7	Agricola La Campana Ltda.	Chile	UF	1,38%	Anual	-	49	**49**	50	50	51	52	1.065	**1.268**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	79.755.040-K	Inmobiliaria Silfran Ltda.	Chile	UF	4,30%	Anual	48	-	**48**	19	20	21	21	911	**992**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	8.287.566-2	Audolia Alveal & Otros	Chile	CLP	6,38%	Anual	18	-	**18**	7	7	8	8	209	**239**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	4.503.432-1	Carmen Pinochet (Inosca)	Chile	UF	6,38%	Anual	6	-	**6**	-	-	-	5	135	**140**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	10.879.279-5	Javier Saavedra Duhart	Chile	UF	6,38%	Anual	47	-	**47**	4	4	5	5	124	**142**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	11.583.044-9	Eduardo Saavedra Duhart	Chile	UF	6,38%	Anual	4	-	**4**	4	4	5	5	124	**142**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	76.690.982-5	Palpana Campos SpA	Chile	UF	6,38%	Anual	14	-	**14**	4	5	5	5	167	**186**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	10.379.851-5	Nicolás Sánchez Lecares	Chile	UF	1,43%	Anual	-	74	**74**	65	66	67	68	1.409	**1.675**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	7.256.021-3	Alicia Veronica Freire Hermosilla	Chile	UF	5,80%	Anual	-	16	**16**	7	8	8	9	382	**414**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	5.018.840-K	Monica de la Cruz Fuster Lopez	Chile	UF	2,54%	Anual	32	-	**32**	20	20	20	20	395	**475**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	5.823.948-8	Maria Edifilia Mondaca Galaz	Chile	UF	2,54%	Anual	28	-	**28**	22	22	22	22	589	**677**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	79.909.880-6	Agrícola y Ganadera San Raimundo	Chile	UF	2,50%	Anual	-	298	**298**	280	287	294	302	8.976	**10.139**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	76.409.056-k	ALD Automotive Ltda.	Chile	UF	5,16%	Mensual	103	446	**549**	433	456	81	-	-	**970**
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	96.775.780-2	Compañía de Leasing Tattersall S.A.	Chile	UF	5,16%	Mensual	48	131	**179**	183	187	28	-	-	**398**
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Chile	76.248.317-3	Agricola Alto Talinay	Chile	US$	4,61%	Anual	1.239	-	**1.239**	503	526	550	576	2.721	**4.876**
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	76.203.473-5	Territoria Apoquindo S.A	Chile	UF	4,17%	Mensual	1.166	3.735	**4.901**	5.197	5.521	5.757	2.792	-	**19.267**
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	96.839.400-2	Inversiones San Jorge	Chile	UF	4,34%	Mensual	135	22	**157**	-	-	-	-	-	**-**
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	96.775.780-2	Compañía de Leasing Tattersall SA	Chile	UF	3,92%	Mensual	3	5	**8**	7	2	2	-	-	**11**
			Total						**12.657**	**28.861**	**41.518**	**19.392**	**17.904**	**17.395**	**13.579**	**300.409**	**368.679**

21.2. Flujos futuros de deuda no descontados.

A continuación, se muestran las estimaciones de flujos no descontados:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Moneda	Tasa Efectiva	al 30.09.2026									al 31.12.2025								
		Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente	Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
		Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años		Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
US$	1,50%	9.066	24.053	**33.119**	6.842	1.876	1.779	1.649	10.740	**22.886**	41	1.147	**1.188**	1.277	1.265	1.252	1.239	30.987	**36.019**
EUR	0,00%	-	-	**-**	-	-	-	-	-	**-**	1.293	716	**2.009**	1.299	1.254	1.208	1.163	4.537	**9.461**
UF	3,53%	11.350	32.521	**43.870**	50.289	27.693	24.080	19.867	532.190	**654.119**	10.361	31.821	**42.182**	30.278	28.033	25.939	20.381	534.550	**639.181**
CLP	6,63%	8	10	**18**	24	24	23	22	275	**368**	2.296	1.744	**4.041**	2.108	7	8	8	209	**2.340**
Total		**20.424**	**56.584**	**77.007**	**57.155**	**29.593**	**25.882**	**21.538**	**543.205**	**677.373**	**13.991**	**35.428**	**49.419**	**34.962**	**30.559**	**28.407**	**22.791**	**570.283**	**687.001**

22. Política de gestión de riesgos

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

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

La Compañía busca protección para todos los riesgos que pueden afectar el logro de los objetivos del negocio. Se cuenta con una taxonomía de riesgos para todo el Grupo Enel, que considera 6 macro-categorías de riesgos: financieros; estratégicos; gobernanza y cultura; tecnología digital; compliance; y operacional; y 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 defesa). Cada línea de defensa tiene la obligación de informar y mantener actualizada a la alta gerencia y a los directores sobre la gestión de riesgos, siendo que la Alta Administración es informada por la primera y segunda línea de defensa y el Directorio de Enel Chile, a su vez, por la segunda y tercera línea de defensa.

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

22.1. Riesgo de tasa de interés

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

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

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

	30.09.2026	31.12.2025
Tasa de interés fija	84%	87%

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

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

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

22.2. Riesgo de tipo de cambio

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

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

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

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

Durante el tercer trimestre de 2026, la gestión del riesgo de tipo de cambio continuó en el contexto del cumplimiento de la política de gestión de riesgos mencionada anteriormente, sin dificultad para acceder al mercado de derivados.

22.3. Riesgo de commodities

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

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

Con el objeto de reducir el riesgo en situaciones de extrema sequía, El Grupo ha diseñado una política comercial, definiendo niveles de compromisos de venta acordes con la capacidad de sus centrales generadoras en un año seco, e incluyendo cláusulas de mitigación del riesgo en algunos contratos con clientes libres, y en el caso de los clientes regulados sometidos a procesos de licitación de largo plazo, determinando polinomios de indexación que permitan reducir la exposición a commodities.

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

Al 30 de septiembre de 2026, la posición de coberturas de la Compañía se concentra en gas Henry Hub, carbón y petróleo Brent. En gas Henry Hub, se mantienen coberturas activas por 17 Tbtu en posiciones de compra y 38 Tbtu en posiciones de venta. En carbón, se registraban obligaciones por 43 kTon, asociadas a contratos de venta. Por su parte, en petróleo Brent, la Compañía mantiene posiciones de venta por 693 kbbl al cierre del período. Al 31 de diciembre de 2025, la posición

de coberturas de la Compañía se concentra en gas Henry Hub y carbón. En gas Henry Hub, se mantienen coberturas activas por 30 Tbtu, correspondientes a posiciones de compra, y 9 Tbtu en posiciones de venta. Por su parte, en carbón se registraban obligaciones de liquidación por 27 kTon, asociadas a contratos de venta. A la misma fecha, no existían coberturas vigentes en petróleo Brent.

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

Gracias a las estrategias de mitigación implementadas, el Grupo pudo minimizar los efectos de la volatilidad de los precios de los productos básicos en los resultados del tercer trimestre de 2026.

22.4. Riesgo de liquidez

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

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas y derivados financieros ver notas 20, 21 y 23.

A pesar del capital de trabajo negativo existente al cierre del tercer trimestre de 2026, la Compañía es capaz de responder a esta situación y mitigar el riesgo con la política y acciones aquí descritas.

Al 30 de septiembre de 2026, el Grupo Enel presenta una liquidez de MUS$ 371.135 en efectivo y medios equivalentes, y MUS$ 490.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2025, el Grupo Enel Chile presentaba una liquidez de MUS$ 461.924 en efectivo y medios equivalentes, y MUS$ 690.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

22.5. Riesgo de crédito

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

Cuentas por cobrar comerciales:

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

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

Activos de carácter financiero

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

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

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

22.6. Medición del riesgo

Riesgo de Tipo de Cambio

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

Con base en la exposición estimada de la Compañía, considerando las coberturas vigentes, los flujos de pagos y las acciones de mitigación, el impacto estimado de las fluctuaciones de cambio al próximo trimestre alcanzaría aproximadamente MMUS$ 41.

Riesgo de Tasas de Interés

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

- Un aumento de 25 puntos básicos incrementaría el gasto financiero mensual en aproximadamente MUS$ 40.
- Una disminución de 25 puntos básicos reduciría el gasto financiero mensual en aproximadamente MUS$ 40.

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

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

23. Instrumentos financieros

23.1. Clasificación de instrumentos financieros por naturaleza y categoría

a) El detalle de los instrumentos financieros de activo, clasificados por naturaleza y categoría, al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 30.09.2026			
	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Activos financieros medidos a costo amortizado	Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	Derivados financieros de cobertura
Instrumentos de patrimonio	-	-	130	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	1.200.109	-	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	-	60.424	-	-
Instrumentos derivados	3.264	-	21.154	1.841
Otros activos financieros	-	618	-	-
Total Corriente	**3.264**	**1.261.151**	**21.284**	**1.841**
Instrumentos de patrimonio	-	-	2.334	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	1.096.944	-	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	-	-	-	-
Instrumentos derivados	-	-	-	20.953
Otros activos financieros	2.412	-	-	-
Total No Corriente	**2.412**	**1.096.944**	**2.334**	**20.953**
Total	**5.676**	**2.358.095**	**23.618**	**22.794**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2025			
	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Activos financieros medidos a costo amortizado	Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	Derivados financieros de cobertura
Instrumentos de patrimonio	-	-	128	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	1.382.738	-	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	-	61.811	-	-
Instrumentos derivados	2.607	-	896	206
Otros activos financieros	-	648	-	-
Total Corriente	**2.607**	**1.445.197**	**1.024**	**206**
Instrumentos de patrimonio	-	-	2.335	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	1.105.384	-	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	-	-	-	-
Instrumentos derivados	-	-	-	19.021
Otros activos financieros	2.714	-	-	
Total No Corriente	**2.714**	**1.105.384**	**2.335**	**19.021**
Total	**5.321**	**2.550.581**	**3.359**	**19.227**

b) El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 30.09.2026			
	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Pasivos financieros medidos a costo amortizado	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado integral	Derivados financieros de cobertura
Préstamos que devengan interés	-	532.678	-	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	1.337.740	-	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	-	313.643	-	-
Instrumentos derivados	3.555	-	20.680	1.819
Otros pasivos de carácter financiero	-	70.019	-	-
Total Corriente	**3.555**	**2.254.080**	**20.680**	**1.819**
Préstamos que devengan interés	-	1.915.730	-	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	985.247	-	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	-	778.653	-	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-
Otros pasivos de carácter financiero	-	367.453	-	-
Total No Corriente	**-**	**4.047.083**	**-**	**-**
Total	**3.555**	**6.301.163**	**20.680**	**1.819**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2025			
	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Pasivos financieros medidos a costo amortizado	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado integral	Derivados financieros de cobertura
Préstamos que devengan interés	-	259.461	-	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	1.526.225	-	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas		371.919		
Instrumentos derivados	895	-	6.355	62.621
Otros pasivos de carácter financiero	-	41.518	-	-
Total Corriente	**895**	**2.199.123**	**6.355**	**62.621**
Préstamos que devengan interés	-	2.161.366	-	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	985.569	-	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas		861.531		
Instrumentos derivados	-	-	-	8.962
Otros pasivos de carácter financiero	-	368.679	-	-
Total No Corriente	**-**	**4.377.145**	**-**	**8.962**
Total	**895**	**6.576.268**	**6.355**	**71.583**

El valor en libros de las cuentas por cobrar y por pagar comerciales se aproxima a su valor razonable.

23.2. Instrumentos derivados

El Grupo siguiendo su política de gestión de riesgos, realiza fundamentalmente contrataciones de derivados de tasas de interés y tipos de cambio.

El Grupo clasifica sus coberturas en:

- Coberturas de flujos de caja: Aquellas que permiten cubrir los flujos de caja del subyacente cubierto.
- Coberturas de valor razonable: Aquellas que permiten cubrir el valor razonable del subyacente cubierto.
- Derivados no cobertura: Aquellos derivados financieros que no cumplen los requisitos establecidos por las NIIF para ser designados como instrumentos de cobertura, se registran a valor razonable con cambios en resultados (activos financieros mantenidos para negociar).

a) Activos y pasivos por instrumentos derivados de cobertura

Al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025 las operaciones de derivados financieros, que califican como instrumentos de cobertura, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 30.09.2026				al 31.12.2025			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Cobertura de tipo de interés:	-	6.909	80	-	-	-	69	8.962
Cobertura flujos de caja	-	6.909	80	-	-	-	69	8.962
Cobertura de tipo de cambio:	1.841	14.044	1.739	-	206	19.021	62.552	-
Cobertura de flujos de caja	1.841	14.044	1.739	-	206	19.021	62.552	-
TOTAL	1.841	20.953	1.819	-	206	19.021	62.621	8.962

A su vez, de forma complementaria se presenta el detalle de los instrumentos y subyacentes asociados:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 30.09.2026				al 31.12.2025			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
Descripción de Instrumentos contra los que se cubre	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Deuda financiera	-	20.953	1.192	-	-	18.984	62.356	8.962
Inversiones de Propiedades, planta y equipo	-	-	615	-	186	37	10	-
Ingresos operacionales	1.841	-	12	-	20	-	255	-
TOTAL	1.841	20.953	1.819	-	206	19.021	62.621	8.962

- Información General Relativa a Instrumentos derivados de cobertura

A continuación, se detallan los instrumentos de derivados financieros de cobertura y subyacente asociado:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	Descripción de Instrumento de Cobertura	Descripción de Instrumentos contra los que se Cubre	Naturaleza de Riesgos que están cubiertos	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre	
				al 30.09.2026	al 31.12.2025
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	Flujo de caja	12.932	18.720
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	Flujo de caja	6.829	(9.031)
FORWARD	Tipo de cambio	Préstamos Empresas Relacionadas	Flujo de caja	-	(62.023)
FORWARD	Tipo de cambio	Ingresos operacionales	Flujo de caja	1.830	(235)
FORWARD	Tipo de cambio	Inversiones de Propiedades, planta y equipo	Flujo de caja	(616)	213

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025 el Grupo no ha reconocido ganancias o pérdidas por inefectividad.

El Grupo no estableció relaciones de cobertura de valor razonable para ninguno de los períodos presentados.

b) Otros antecedentes sobre los instrumentos derivados:

A continuación se presenta un detalle de los derivados financieros contratados por el 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025 de los valores nocionales o contractuales:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Derivados financieros	al 30.09.2026							
	Valor razonable	Valor nocional						
		Antes de 1 Año	1-2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	Posteriores	Total
Cobertura de tipo de interés:	**6.829**	**23.833**	**23.833**	**23.833**	**23.833**	**23.833**	**154.917**	**274.082**
Cobertura de flujos de caja	6.829	23.833	23.833	23.833	23.833	23.833	154.917	274.082
Cobertura de tipo de cambio:	**14.146**	**253.987**	**44.182**	**41.883**	**17.822**	**-**	**-**	**357.874**
Cobertura de flujos de caja	14.146	253.987	44.182	41.883	17.822	-	-	357.874
Derivados no designados contablemente de cobertura			**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
TOTAL	**20.975**	**277.820**	**68.015**	**65.716**	**41.655**	**23.833**	**154.917**	**631.956**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Derivados financieros	al 31.12.2025							
	Valor razonable	Valor nocional						
		Antes de 1 Año	1 - 2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años		Total
Cobertura de tipo de interés:	**(9.031)**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**286.000**	**286.000**
Cobertura de flujos de caja	(9.031)	-	-	-	-	-	286.000	286.000
Cobertura de tipo de cambio:	**(43.325)**	**753.662**	**45.924**	**46.153**	**35.644**	**-**	**-**	**881.383**
Cobertura de flujos de caja	(43.325)	753.662	45.924	46.153	35.644		-	881.383
Derivados no designados contablemente de cobertura	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**(52.356)**	**753.662**	**45.924**	**46.153**	**35.644**	**-**	**286.000**	**1.167.383**

El monto nocional contractual de los contratos celebrados no representa el riesgo asumido por el Grupo, ya que este monto únicamente responde a la base sobre la que se realizan los cálculos de la liquidación del derivado.

23.3. Jerarquías del valor razonable

Los instrumentos financieros reconocidos a valor razonable en el estado de posición financiera consolidada se clasifican jerárquicamente según los criterios expuestos en nota 4.h.

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	al 30.09.2026	Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando: Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	22.794	-	22.794	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	-	-	-	-
Derivados de commodities designados como no cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en resultados	3.264	-	3.264	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en otros resultados Integrales	21.154	-	21.154	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultado	2.412	2.412	-	-
Instrumentos de Patrimonio a valor razonable con cambios en otros resultados Integrales	2.464	2.334	130	-
Total	**52.088**	**4.746**	**47.342**	**-**
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	1.819	-	1.819	-
Derivados de commodities designados como no cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en resultados	3.555	-	3.555	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en otros resultados Integrales	20.680	-	20.680	-
Total	**26.054**	**-**	**26.054**	**-**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	al 31.12.2025	Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando: Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	19.227	-	19.227	-
Derivados de commodities designados como no cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en resultados	2.607	-	2.607	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en otros resultados Integrales	896	-	896	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultado	2.714	2.714	-	-
Instrumentos de Patrimonio a valor razonable con cambios en otros resultados Integrales	2.463	2.335	128	-
Total	**27.907**	**5.049**	**22.858**	**-**
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	71.583	-	71.583	-
Derivados de commodities designados como no cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en resultados	895	-	895	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en otros resultados Integrales	6.355	-	6.355	-
Total	**78.833**	**-**	**78.833**	**-**

24. Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar

El detalle de acreedores comerciales y otras cuentas por pagar al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	al 30.09.2026	al 31.12.2025	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Acreedores comerciales				
Proveedores por compra de energía (1)	509.907	691.786	985.057	985.379
Proveedores por compra de combustibles y gas	255.499	133.292	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	243.839	369.691	-	-
Cuentas por pagar por compra de activos	292.650	209.092	189	189
Sub total	**1.301.895**	**1.403.861**	**985.246**	**985.568**
Otras cuentas por pagar				
Dividendos por pagar a terceros	3.231	71.187	-	-
Cuentas por pagar al personal	36.149	38.963	-	-
Otras cuentas por pagar	20.700	19.464	1	1
Sub total	**60.080**	**129.614**	**1**	**1**
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	**1.361.975**	**1.533.475**	**985.247**	**985.569**

(1) En la porción corriente se presentan los rezagos en pagos por compras de energía de MUS$131.170 al 30 de septiembre de 2026 (MUS$177.975 al 31 de diciembre de 2025) y en no corriente de MUS$985.057 al 30 de septiembre de 2026 (MUS$985.379 al 31 de diciembre de 2025), originados por el mecanismo transitorio de estabilización de precios de energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifa, según lo establecido en la Leyes N°21.185, N°21.472 y N°21.667 (para mayor información, ver Nota 5.2.4 literales i, ii y iii).

La descripción de la política de gestión de riesgo de liquidez se expone en Nota 22.4.

El detalle de los acreedores comerciales con pagos al día y pagos vencidos al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025 se expone en Anexo 3.

25. Provisiones

a) El desglose de este rubro al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Provisiones	Corrientes		No corrientes	
	al 30.09.2026	al 31.12.2025	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Por reclamaciones legales (1)	833	1.221	39.726	42.578
Por desmantelamiento o restauración (2)	28.082	28.082	158.622	171.329
Otras provisiones	1.374	1.399	255	268
Total	**30.289**	**30.702**	**198.603**	**214.175**

(1) Las principales contingencias se revelan en Notas 36.3 y 38.

(2) Ver Nota 4.a.

El monto y fecha esperados de cualquier desembolso de efectivo relacionado con estas provisiones es incierto y dependen de la resolución de materias específicas relacionadas con cada una de ellas. Por ejemplo, en el caso específico de los litigios, esto depende de la resolución final de la reclamación legal correspondiente. La Administración considera que las provisiones reconocidas en los estados financieros cubren adecuadamente los correspondientes riesgos.

b) El movimiento de las provisiones por los ejercicios terminados al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Provisiones	Por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento o Restauración	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones	Total
Movimientos en Provisiones				
Saldo al 1 de enero de 2026	**43.799**	**199.411**	**1.667**	**244.877**
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	7.396	-	77	7.473
Provisión Utilizada (1)	(2.578)	(19.704)	(102)	(22.384)
Reversión de Provisión No Utilizada (2)	(4.942)	-	-	(4.942)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo (3)	-	6.998	-	6.998
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(3.116)	(1)	(13)	(3.130)
Total Movimientos en Provisiones	**(3.240)**	**(12.707)**	**(38)**	**(15.985)**
Saldo al 30 de septiembre de 2026	**40.559**	**186.704**	**1.629**	**228.892**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Provisiones	Por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento o Restauración	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones	Total
Movimientos en Provisiones				
Saldo al 1 de enero de 2025	**41.274**	**203.827**	**22.464**	**267.565**
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	11.240	7.154	(191)	18.203
Provisión Utilizada (1)	(5.068)	(20.910)	(20.656)	(46.634)
Reverso de Provisión No Utilizada (2)	(7.508)	-	(800)	(8.308)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	-	9.278	-	9.278
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	3.861	62	850	4.773
Total Movimientos en Provisiones	**2.525**	**(4.416)**	**(20.797)**	**(22.688)**
Saldo al 31 de diciembre de 2025	**43.799**	**199.411**	**1.667**	**244.877**

1) El movimiento de la provisión por Desmantelamiento o Restauración está relacionado con las centrales Bocamina I, Bocamina II y Tarapacá. En el caso de las otras provisiones, la variación del año 2025 se explica principalmente al pago asociado con el mecanismo de compensación extraordinaria a los clientes, que nuestras subsidiarias Enel Distribución Chile y Enel Colina acordaron con el SERNAC por un monto de MUS$17.059.
2) Corresponde principalmente a una rebaja, en los años 2026 y 2025, en la provisión por multas SEC por interrupciones del servicio de año 2018 y de agosto del 2024, respectivamente.
3) Correspondiente a actualización financiera, ver Nota 34.

26. Obligaciones por beneficios post empleo

26.1. Aspectos generales

Enel Chile S.A. y algunas subsidiarias otorgan diferentes planes de beneficios post empleo ya sea a todos o a una parte de sus trabajadores activos o jubilados, los cuales se determinan y registran en los estados financieros siguiendo los criterios descritos en la nota 3.m.1. Estos beneficios se refieren principalmente a:

Beneficios de prestación definida:

- Indemnizaciones por años de servicios: El beneficiario percibe un determinado número de sueldos contractuales en la fecha de su retiro. Este beneficio se hace exigible una vez que el trabajador ha prestado servicios durante un período mínimo de tiempo que, dependiendo de la compañía, varía en un rango desde 5 a 15 años.

- Pensión complementaria: Otorga al beneficiario el derecho a percibir un monto mensual que complementa la pensión que obtiene de acuerdo al régimen establecido por el respectivo sistema de seguridad social.

- Suministro de energía eléctrica: El beneficiario recibe una bonificación mensual, que cubre una parte de la facturación por su consumo domiciliario.

- Beneficio de salud: El beneficiario recibe una cobertura adicional a la proporcionada por el régimen previsional.

26.2. Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros

a) Al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025 el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas se resume como sigue:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Indemnización por años de servicios	39.290	41.169
Pensión Complementaria	15.127	16.405
Planes de Salud	2.659	2.963
Planes Suministro de Energía	3.228	3.521
Total Obligaciones Post Empleo, neto	**60.304**	**64.058**

b) Los montos registrados en los resultados consolidados integrales al 30 de septiembre de 2026 y 2025, son los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	2026	2025
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	(1.124)	(1.331)
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas (1)	(2.550)	(2.455)
Total ingresos (gastos) reconocidos en el estado de resultados	**(3.674)**	**(3.786)**
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos reconocidos en otros resultados integrales	-	-
Total ingresos (gastos) reconocidos en el estado de resultados integrales	**(3.674)**	**(3.786)**

(1) Ver Nota 34.

c) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$	
saldo al 1 de enero de 2025	**65.831**
Costo del servicio corriente	1.608
Costo por intereses	3.548
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(1.302)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencias	1.659
Diferencia de conversión de moneda extranjera	6.818
Contribuciones pagadas	(14.080)
Transferencias del personal	(24)
Saldo al 31 de diciembre de 2025	**64.058**
Costo del servicio corriente	1.124
Costo por intereses	2.550
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(5.706)
Contribuciones pagadas	(1.562)
Transferencias del personal	(160)
Saldo al 30 de septiembre de 2026	**60.304**

26.3. Otras revelaciones

- Hipótesis actuariales:

Las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de los beneficios de prestación definida son los siguientes, al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025:

	Chile	
	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Tasas de descuento utilizadas	5,33%	5,33%
Tasa esperada de incrementos salariales	4,00%	4,00%
Tasa de rotación esperada	8,57%	8,57%
Tablas de mortalidad	CB-H-2020 y RV-M-2020	CB-H-2020 y RV-M-2020

- Sensibilización:

Al 30 de septiembre de 2026, la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por beneficios post empleo ante variaciones de 100 puntos básicos en la tasa de descuento supone una disminución de MUS$4.897 (MUS$5.250 al 31 de diciembre 2025) en caso de un alza en la tasa y un aumento de MUS$5.698 (MUS$6.109 al 31 de diciembre 2025) en caso de una baja de la tasa.

- Desembolso futuro:

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida para el año 2026 ascienden a MUS$4.860.

- Duración de los compromisos:

El promedio ponderado de la duración de las obligaciones del Grupo Enel Chile corresponde a 20,24 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 10 años es como sigue:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$	
Años	
1	4.860
2	6.173
3	6.294
4	6.285
5	6.490
6 a 10	30.410

27. Patrimonio

27.1. Capital suscrito y pagado y número de acciones

El capital de Enel Chile al 30 de septiembre de 2026 y 2025 asciende a MUS$3.895.895 representado por 69.166.557.219 acciones de una misma serie y sin valor nominal, totalmente autorizadas, suscritas y pagadas. Todas las acciones emitidas por Enel Chile están suscritas y pagadas y admitidas a cotización en las Bolsa de Comercio de Santiago de Chile, Bolsa Electrónica de Chile y Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE).

27.2. Dividendos

N° Dividendo	Tipo de Dividendo	Fecha de Acuerdo	Fecha de Pago	Monto Total MUS$	Dólar por Acción	Imputado al Ejercicio
15	Provisorio	23-11-2023	26-01-2024	47.462	0,00069	2023
16	Definitivo	29-04-2024	29-05-2024	316.094	0,00457	2023
17	Provisorio	15-11-2024	24-01-2025	63.358	0,00092	2024
18	Definitivo	28-04-2025	23-05-2025	10.417	0,00015	2024
19	Eventual	28-04-2025	23-05-2025	233.947	0,00338	2024
20	Provisorio	27-11-2025	23-01-2026	52.771	0,00076	2025
21	Definitivo	28-04-2026	20-05-2026	216.043	0,00312	2025

27.3. Reservas por diferencias de conversión

El detalle por conversión atribuibles a los propietarios del Grupo, del estado de situación financiera consolidado al 30 de septiembre de 2026 y 2025, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$		
Reservas por diferencias de cambio por conversión acumuladas	**al 30.09.2026**	**al 30.09.2025**
Enel Generación Chile S.A.	(4.546)	3.000
GNL Chile S.A.	5.033	5.033
Grupo Enel Distribución Chile	(8.005)	27.198
Grupo Enel Green Power Chile	447.314	447.314
Enel X Chile S.p.A.	(13.298)	(320)
TOTAL	**426.498**	**482.225**

27.4. Restricciones a la disposición de fondos de las entidades consolidadas

Nuestra subsidiaria Enel Generación Chile debe cumplir con ciertas ratios financieros o covenants, los cuales requieren poseer un nivel mínimo de patrimonio o contienen otras características que restringen la transferencia de activos a la matriz. Al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, la participación de la compañía en los activos netos restringidos de Enel Generación Chile asciende a MUS$785.465 y MUS$715.051, respectivamente.

27.5. Otras Reservas

Al 30 de septiembre de 2026 y 2025, la naturaleza y destino de las Otras reservas es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Detalle de otras reservas	al 01.01.2026	Movimiento 2026	al 30.09.2026
Diferencias de cambio por conversión	530.321	(103.823)	426.498
Coberturas de flujo de caja	(2.415)	16.955	14.540
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	2	-	2
Otras reservas varias	(2.259.081)	1.482	(2.257.599)
TOTAL	**(1.731.173)**	**(85.386)**	**(1.816.559)**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Detalle de otras reservas	al 01.01.2025	Movimiento 2025	al 30.09.2025
Diferencias de cambio por conversión	455.098	27.127	482.225
Coberturas de flujo de caja	4.730	(10.848)	(6.118)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	2	-	2
Otras reservas varias	(2.260.856)	1.320	(2.259.536)
TOTAL	**(1.801.026)**	**17.599**	**(1.783.427)**

a) Reservas diferencias de conversión: Provienen fundamentalmente a las diferencias de cambio que se originan en la conversión de nuestras entidades consolidadas que tienen moneda funcional distinta al peso chileno (ver Nota 2.9).

b) Reservas de cobertura flujo de efectivo: Representan la porción efectiva de aquellas transacciones que han sido designadas como coberturas de flujos de efectivo (ver Nota 4.g.5 y 4.h).

c) Otras reservas varias:

Los principales ítems que componen este rubro y sus efectos son los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Otras reservas varias	al 30.09.2026	al 30.09.2025
Reserva por reestructuración societaria ("División") (i)	(535.955)	(535.955)
Reservas APV transición a NIIF (ii)	(458.846)	(458.846)
Reservas por combinaciones de negocios (iii)	12.547	12.547
Reservas OPA Enel Generacion "Reorganización de Activos Renovables" (iv)	(913.672)	(913.672)
Reservas "Reorganización de Activos Renovables" (v)	(408.802)	(408.802)
Hiperinflación Argentina (vi)	32.933	30.687
Otras reservas varias (vii)	14.196	14.505
Saldo Final	**(2.257.599)**	**(2.259.536)**

i) Reserva por reestructuración societaria (División): Representa el efecto generado por la reorganización societaria de Enersis S.A. (actual Enel Américas), materializada en el año 2016, mediante la cual la compañía dividió sus negocios entre Chile y el resto de subsidiarias en Sudamérica. La nueva sociedad pasó a llamarse Enersis Chile (actual Enel Chile), a la que se le asignó el patrimonio correspondiente al negocio relacionado con nuestro país.

ii) Reservas APV transición a NIIF: En cumplimiento de lo establecido en el Oficio Circular N°456 de la Comisión para el Mercado Financiero, se ha incluido en este rubro la corrección monetaria del capital pagado acumulada desde la fecha de nuestra transición a NIIF, 1 de enero de 2004, hasta el 31 de diciembre de 2008.

iii) Reservas por combinaciones de negocios: Representan el efecto generado por compras de participaciones en subsidiarias bajo control común.

iv) Reservas OPA Enel Generación "Reorganización de Activos Renovables": Corresponde a reserva constituida por la oferta de la OPA finalizada el 16 de marzo de 2018. Representa la diferencia entre el valor contable de las participaciones no controladoras adquiridas como parte de la OPA dirigida a adquirir la totalidad de las acciones emitidas por la subsidiaria Enel Generación.

v) Reservas "Reorganización de Activos Renovables": Corresponde a reserva constituida por la fusión de Enel Green Power Latin América con Enel Chile materializada con fecha 2 de abril de 2018. Representa el reconocimiento de la diferencia resultante entre el aumento del capital en Enel Chile (correspondiente al valor de mercado de la participación sobre Enel Green Power Chile y subsidiarias) y el importe en libros de patrimonio de Enel Green Power Latin América que pasó a formar parte del capital social en el patrimonio neto distribuible a los propietarios de Enel Chile, como consecuencia de la fusión.

vi) Hiperinflación Argentina: Corresponde al efecto calculado por la aplicación de NIC 29 "Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias" sobre la sucursal que posee el Grupo Enel Generación en Argentina (ver Nota 2.9).

vii) Otras reservas varias: provenientes de otras operaciones realizadas en el ejercicio actual y anteriores.

27.6. Participaciones no controladoras

El detalle de las principales participaciones no controladoras al y por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2026 y 2025, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Compañías	Participaciones no controladoras (porcentaje de control)				
		Patrimonio		Resultado	
	al 30.09.2026	al 30.09.2026	al 30.09.2025	2026	2025
	%				
Enel Distribución Chile S.A.	0,91%	6.725	6.536	226	194
Enel Generación Chile S.A.	6,45%	179.009	169.132	24.356	24.821
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	7,35%	10.060	10.989	5.436	7.371
Sociedad Agrícola de Cameros Ltda.	42,50%	2.231	2.351	(69)	89
Geotérmica del Norte S.A.	15,41%	78.411	78.087	(183)	(543)
Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	39,09%	100.556	98.679	1.106	1.786
Enel X Way Chile S.p.A.	37,54%	3.163	3.790	(324)	(1.009)
Otras		2.417	1.832	14	11
TOTAL		**382.572**	**371.396**	**30.562**	**32.720**

28. Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos

El detalle del rubro ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2026 y 2025, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	2026	2025
Ventas de energía	**3.040.476**	**3.075.170**
Generación	**1.731.139**	**1.812.407**
Clientes Regulados	499.933	465.842
Clientes no Regulados	1.171.153	1.099.381
Ventas de Mercado Spot	60.053	247.184
Distribución	**1.309.337**	**1.262.763**
Residenciales	761.381	696.530
Comerciales	349.955	347.068
Industriales	88.807	93.025
Otros Consumidores (1)	109.194	126.140
Otras ventas	**166.537**	**253.706**
Ventas de gas	129.551	209.851
Ventas de productos y servicios	36.986	43.855
Otras prestaciones de servicios	**53.167**	**43.734**
Peajes y transmisión	633	1.291
Arriendo equipos de medida	3.996	3.138
Prestaciones de servicios y asesorías negocio distribución (Alumbrado público, empalmes y asesorías eléctricas)	35.588	30.377
Otras prestaciones	12.950	8.928
Total Ingresos de actividades ordinarias	**3.260.180**	**3.372.610**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	2026	2025
Servicio de regasificación	26.977	28.136
Ingresos por sanciones a usuarios	12.578	5.237
Ingreso por derivado de Commodities	1.415	4.951
Compensación por atraso de proveedores	303	404
Recuperación deuda castigada	1.077	-
Indemnizaciones por siniestros (Seguros)	27.768	54.770
Ingreso por cobro de boleta garantía	-	6.000
Ingreso por modificación de contrato con Shell (2)	140.000	-
Reverso provisión de juicios años anteriores	4.192	-
Otros	5.733	7.171
Total Otros ingresos	**220.043**	**106.669**

(1) Por el periodo terminado al 30 de septiembre de 2026, incluye ingresos de la venta de energía a municipalidades por MUS$47.656 (MUS$45.510 al 30 de septiembre de 2025); entidades gubernamentales por MUS$20.543 (MUS$31.295 al 30 de septiembre de 2025); empresas del sector agrícola por MUS$5.158 (MUS$5.916 al 30 de septiembre de 2025); compañías de servicios públicos y telecomunicaciones por MUS$6.400 (MUS$3.840 al 30 de septiembre de 2025), rubro educacional por MUS$1.610 (MUS$1.244 al 30 de septiembre de 2025), servicios de salud MUS$1.214 (MUS$9.520 al 30 de septiembre de 2025) y otros por MUS$26.613 (MUS$28.815 al 30 de septiembre de 2025).

(2) Con fecha 31 de marzo de 2026, fue suscrito un acuerdo entre nuestra subsidiaria Enel Generación Chile y Shell Global Energy Limited (Singapore Branch), para la modificación del contrato denominado LNG Sale and Purchase Agreement, consistente principalmente en aceptar una reducción de volúmenes comprometidos por el suministrador, durante el resto de la vigencia del contrato. Además, con el propósito de aumentar la flexibilidad y mejorar los tiempos de respuesta, manteniendo las mismas condiciones comerciales, el acuerdo también contempla la opción de que Shell Global Energy Limited suministre Gas Natural por el equivalente de GNL restante que queda comprometido en el referido contrato.
El precio del acuerdo, que alcanzó los US$ 140 millones, fue íntegramente pagado por Shell Global Energy Limited con fecha 24 de abril del presente año.

29. Materias primas y consumibles utilizados

El detalle del rubro materias primas y consumibles utilizados por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2026 y 2025, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	2026	2025
Compras de energía	(1.468.826)	(1.362.704)
Consumo de combustible	**(278.752)**	**(319.251)**
Gas	(266.803)	(315.319)
Petróleo	(11.949)	(3.932)
Costo por transmisión de energía	(218.009)	(236.418)
Costos de venta de gas	(124.474)	(155.380)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(56.260)	(77.536)
Total materias primas y consumibles utilizados	**(2.146.321)**	**(2.151.289)**

30. Gastos por beneficios a los empleados

El detalle del rubro gastos por beneficios a los empleados por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2026 y 2025, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Gastos por beneficios a los empleados	2026	2025
Sueldos y salarios	(111.659)	(107.991)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(1.124)	(1.331)
Seguridad social y otras cargas sociales	(11.476)	(11.099)
Otros gastos de personal (*)	(3.344)	(13.609)
Total Gastos por beneficios a los empleados	**(127.603)**	**(134.030)**

(*) En 2025, el saldo corresponde principalmente al plan de incentivo de retiro anticipado a los trabajadores, por un monto de MUS$13.309.

31. Gasto por depreciación, amortización y pérdida por deterioro de propiedades planta y equipos y activos financieros de acuerdo a NIIF 9

a) El detalle del rubro gasto por depreciación y amortización por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2026 y 2025, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	2026	2025
Depreciaciones	(281.682)	(251.284)
Amortizaciones	(21.711)	(23.476)
Total	**(303.393)**	**(274.760)**

b) El detalle de los rubros referidos a deterioros por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2026 y 2025, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Información por segmentos Pérdidas por deterioro	**Generación**		**Distribución y Redes**		**Otros**		**Total**	
	2026	2025	2026	2025	2026	2025	2026	2025
Propiedades, planta y equipos (1)	32.098	(35.458)	-	-	-	-	32.098	**(35.458)**
Total Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del ejercicio	**32.098**	**(35.458)**	-	-	-	-	**32.098**	**(35.458)**
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9 (2)	**(85)**	**250**	**(27.014)**	**(26.931)**	**188**	**(945)**	**(26.911)**	**(27.626)**

(1) Ver Nota 17 c) literales iv) y v).
(2) Ver Nota 10.d).

32. Otros gastos por naturaleza

El detalle del rubro otros gastos por naturaleza por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2026 y 2025, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$	2026	2025
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(80.665)	(78.002)
Reparaciones y conservación	(57.369)	(57.497)
Primas de seguros	(25.525)	(24.550)
Gastos de medioambiente	(9.809)	(8.779)
Gastos administrativos	(14.296)	(8.656)
Tributos y tasas	(7.277)	(5.741)
Arrendamientos y cánones	(4.363)	(5.893)
Gastos de publicidad y comunicaciones	(1.976)	(1.723)
Gastos de viajes	(1.821)	(977)
Indemnizaciones y multas	(2.722)	(1.946)
Otros suministros y servicios	(6.957)	(14.822)
Castigo de propiedades, plantas y equipo	(1.808)	(6.513)
Total	**(214.588)**	**(215.099)**

33. Otras ganancias (pérdidas)

El detalle de las otras ganancias (pérdidas) por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2026 y 2025, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$	2026	2025
Resultado en ventas de propiedades, planta y equipo	3.197	1.942
Resultado de otras inversiones	-	260
Total	**3.197**	**2.202**

34. Resultado financiero

El detalle del ingreso y gasto financiero por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2026 y 2025, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$		
Ingresos Financieros	**2026**	**2025**
Ingresos por colocación de depósitos y otros instrumentos financieros	8.154	9.519
Intereses cobrados a clientes en cuentas de energía y facturaciones	13.115	16.918
Ingresos financieros por Ley N°21.185 (1)	6.134	3.847
Ingresos financieros por contratos con empresas de distribución eléctricas (2)	-	4.795
Otros	4.370	4.695
Total Ingresos Financieros	**31.773**	**39.774**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$		
Costos Financieros	**2026**	**2025**
Préstamos bancarios	(35.384)	(39.171)
Obligaciones con el público no garantizadas	(61.408)	(62.790)
Pasivos por arrendamientos	(13.386)	(17.727)
Valoración derivados financieros de cobertura de flujo de caja	(3.636)	(3.208)
Costos financieros por Ley N°21.185 (1)	(3.213)	(2.675)
Actualización financiera de provisiones (3)	(6.998)	(6.999)
Obligación por beneficios post empleo (4)	(2.550)	(2.455)
Gastos de formalización de deuda y otros gastos asociados	(4.325)	(4.205)
Gastos financieros activados	1.500	6.969
Costo financieros empresas relacionadas	(24.603)	(27.696)
Cesión de derechos y venta de cuentas por cobrar a clientes (5)	(17.700)	(14.154)
Acuerdos por aplazamiento de pagos a proveedores	(18.639)	(12.022)
Impuestos a intereses remesados al exterior	(3.374)	(4.167)
Otros	(5.249)	(6.444)
Total	**(198.965)**	**(196.744)**
Resultado por unidades de reajuste (*)	**4.614**	**10.751**
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera (**)	**(16.290)**	**(10.894)**
Total Costos Financieros	**(210.641)**	**(196.887)**
Total Resultado Financiero	**(178.868)**	**(157.113)**

(1) Correspondiente a ingresos y costos financieros originados por el mecanismo transitorio de estabilización de precios de energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifa, según lo establecido en la Ley N°21.185 (Ver Nota 10).

(2) El importe del año 2025 corresponde a intereses generados por cuentas por cobrar a Compañías de Distribución Eléctrica, que estaban pendientes de facturación y que se venían acumulando desde el mes de julio de 2022, debido a la postergación en la emisión de los correspondientes decretos tarifarios.

(3) Ver Nota 25.

(4) Ver Nota 26.2, b).

(5) Ver Nota 10, sección a.2.

Los orígenes de los efectos en resultados por aplicación de unidades de reajuste y ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera son los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$		
Resultado por Unidades de Reajuste (*)	**2026**	**2025**
Otros activos financieros	-	(31)
Otros activos no financieros	882	7.055
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	3.364	4.637
Activos y pasivos por impuestos corrientes	1.882	754
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	155	(16)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(186)	(592)
Otras provisiones	(1.033)	(1.173)
Otros pasivos no financieros	28	-
Sub total resultado por reajuste	**5.092**	**10.634**
Inventarios	128	102
Propiedades, planta y equipo	1.573	1.581
Pasivo por impuestos diferidos	(332)	(228)
Patrimonio	(1.913)	(1.411)
Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios	5	-
Gastos de personal	52	54
Otros gastos fijos de explotación	-	50
Ingresos financieros	-	(43)
Gastos financieros	9	12
Sub total Resultado por Hiperinflación (1)	**(478)**	**117**
Resultado Unidades por Reajuste	**4.614**	**10.751**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$		
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera (**)	**2026**	**2025**
Efectivo y equivalentes al efectivo	4.555	643
Otros activos financieros	(6.777)	5.456
Otros activos no financieros	(166)	(221)
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar (2)	68.546	113.016
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	(1.568)	78.741
Inventarios	-	121
Activos y pasivos por impuestos corrientes	(5.762)	(79)
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	7.378	(39.289)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar (2)	(61.481)	(100.922)
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	(22.398)	(68.021)
Otras provisiones	-	64
Otros pasivos no financieros	1.383	(403)
Total Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	**(16.290)**	**(10.894)**

(1) Corresponde al efecto financiero derivado de la aplicación de NIC 29 "Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias" sobre la sucursal que el Grupo Enel Generación posee en Argentina (ver Nota 2.9).

(2) Incluye efecto de cambio por dolarización de cuentas comerciales por cobrar y pagar no corrientes por MUS$86.380 y MUS$(80.109), respectivamente, al 30 de septiembre de 2026, (MUS$18.213 y MUS$(21.280), respectivamente al 30 de septiembre de 2025), originados por los mecanismos transitorios de estabilización de precios de energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifa, (ver Nota 5.2.4).

35. Información por segmento

35.1. Criterios de segmentación

Las actividades del Grupo operan bajo una estructura de organización matricial con responsabilidades de administración duales y cruzadas (basadas en las áreas de responsabilidad de negocio y geográfica) y subsidiarias operan en el negocio de generación de energía eléctrica y distribución de la misma.

El Grupo adoptó un enfoque "abajo hacia arriba" para identificar los segmentos sobre los que se debe informar. Los segmentos de Generación y de Distribución y Redes han sido definidos basado en NIIF 8.9 y en los criterios establecidos en NIIF 8.12.

Segmento de Generación: El segmento de generación de energía eléctrica está conformado por un grupo de compañías eléctricas que poseen plantas de generación, y cuya energía es transmitida y distribuida a los consumidores finales. El negocio de generación es conducido en Chile por nuestras subsidiarias Enel Generación Chile S.A. y Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., y nuestro grupo dedicado al desarrollo y la explotación energías renovables no convencionales a través de nuestra subsidiaria Enel Green Power Chile S.A..

Segmento de Distribución y Redes: El negocio de distribución y redes de energía eléctrica está conformado por las compañías Enel Distribución Chile S.A. y su subsidiaria Enel Colina S.A., que operan bajo un régimen de concesión de distribución de energía, con obligaciones de servicio y tarifas reguladas para el suministro de electricidad a través de sus redes de distribución a clientes regulados.

Cada uno de los segmentos de operación genera información financiera separada, la cual es agregada en un conjunto combinado de información para el Negocio de Generación, y otro conjunto de información combinada para el Negocio de Distribución y Transmisión a nivel de segmento sobre el que se debe informar. Adicionalmente, para asistir en el proceso de toma de decisiones, el Departamento de Planificación y Control a nivel de la Matriz prepara informes internos que contienen información combinada a nivel de segmento sobre el que debe informarse acerca de los indicadores de desempeño claves ("KPI" por sus siglas en inglés), tales como: EBITDA[1], Capex Total[2], Utilidad Neta, Energía Total de Generación[3] y Distribución y redes[4], entre otros. La presentación de información bajo un enfoque del negocio ha sido realizada tomando en consideración que los KPI son similares, en cada uno de los siguientes aspectos:

a) La naturaleza de las actividades: Generación por un lado, y Distribución y Redes por el otro;

b) La naturaleza de los procesos de producción: el Negocio de Generación involucra la generación de electricidad mientras que el Negocio de Distribución y Redes no genera electricidad, sino que distribuye y transmite electricidad a los centros de despacho y a los usuarios finales;

c) Los métodos usados para distribuir sus productos o prestar los servicios: los generadores normalmente venden la energía mediante licitaciones de energía, mientras que los distribuidores y transmisores entregan energía en su área de concesión u área donde operan sus instalaciones; y

d) La naturaleza del marco normativo (servicios públicos): el marco regulatorio difiere entre las actividades de Generación, la cuales pueden decidir libremente si vender su energía y potencia a clientes regulados o no regulados,

[1] Corresponde a Ganancia (pérdida) antes de impuestos excluyendo Gasto por depreciación y amortización, Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9 sobre activos financieros, ingresos y costos financieros, participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación, y otras ganancias. Lo cual es representado por el resultado de la explotación.
[2] Corresponde a compras de Propiedad, planta y equipo y Activos intangibles distintos de plusvalía.
[3] Corresponde a la energía eléctrica generada en las unidades generadoras por tipo de tecnología, eliminando los consumos propios en un periodo determinado.
[4] Corresponde a la cantidad de electricidad distribuida, libre de cualquier pérdidas, en un período determinado.

y las actividades de Distribución y Redes, las cuales son actividades reguladas por la normativa eléctrica por constituir monopolios naturales, exigiéndose el libre acceso a las redes y definición de tarifas reguladas.

La máxima autoridad en la toma de decisiones de la Sociedad revisa mensualmente estos reportes internos y utiliza la información de los KPI para tomar decisiones sobre la asignación de recursos y la evaluación del desempeño de los segmentos operaciones para cada uno de los segmentos sobre los que debe informarse.

La información revelada en las siguientes tablas está basada en la información financiera de las entidades que conforman cada uno de los segmentos. Las políticas contables utilizadas para determinar la información por segmentos son las mismas que aquellas utilizadas en la preparación de los estados financieros consolidados intermedios del Grupo.

35.2. Información financiera por línea de negocio

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Línea de Negocio	Generación		Distribución y Redes		Holding y Eliminaciones		Totales	
ACTIVOS	al 30.09.2026	al 31.12.2025	al 30.09.2026	al 31.12.2025	al 30.09.2026	al 31.12.2025	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Activos corrientes	**1.871.794**	**1.927.828**	**695.827**	**850.303**	**(722.658)**	**(539.044)**	**1.844.963**	**2.239.087**
Efectivo y equivalentes al efectivo	359.891	269.980	1.792	2.827	9.452	189.117	371.135	461.924
Otros activos financieros corrientes	2.049	418	65	89	475	475	2.589	982
Otros activos no financieros, corriente	26.066	115.156	4.788	6.073	48.032	51.326	78.886	172.555
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	511.120	515.295	672.736	830.126	40.671	40.820	1.224.527	1.386.241
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	882.346	950.875	4.366	5.652	(826.288)	(894.716)	60.424	61.811
Inventarios corrientes	57.027	57.840	5.857	4.407	4.842	5.874	67.726	68.121
Activos por impuestos corrientes, corriente	1.197	18.264	6.223	1.129	158	68.060	7.578	87.453
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	32.098	-	-	-	-	-	32.098	-
Activos no corrientes	**7.409.800**	**7.257.546**	**2.340.107**	**2.355.246**	**1.056.377**	**1.051.780**	**10.806.284**	**10.664.572**
Otros activos financieros no corrientes	16.378	21.357	-	-	9.321	2.713	25.699	24.070
Otros activos no financieros no corrientes	10.027	11.982	399	2.420	-	84	10.426	14.486
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	2.773	3.098	1.011.362	1.019.819	82.809	82.467	1.096.944	1.105.384
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	58.393	46.468	-	-	-	-	58.393	46.468
Activos intangibles distintos de la plusvalía	198.185	205.682	73.353	78.347	6.354	8.761	277.892	292.790
Plusvalía	35.958	35.958	2.303	2.485	856.390	863.750	894.651	902.193
Propiedades, planta y equipo	6.697.452	6.548.093	1.197.866	1.196.541	20.540	18.802	7.915.858	7.763.436
Propiedad de inversión	-	-	-	-	7.647	7.930	7.647	7.930
Activos por derecho de uso	365.648	349.835	3.127	8.905	16.353	21.123	385.128	379.863
Activos por impuestos diferidos	24.986	35.073	51.697	46.729	56.963	46.150	133.646	127.952
TOTAL ACTIVOS	**9.281.594**	**9.185.374**	**3.035.934**	**3.205.549**	**333.719**	**512.736**	**12.651.247**	**12.903.659**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Línea de Negocio	Generación		Distribución y Redes		Holding y Eliminaciones		Totales	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	al 30.09.2026	al 31.12.2025	al 30.09.2026	al 31.12.2025	al 30.09.2026	al 31.12.2025	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Pasivos Corrientes	**2.589.766**	**2.073.165**	**825.498**	**925.598**	**(1.028.656)**	**(525.427)**	**2.386.608**	**2.473.336**
Otros pasivos financieros corrientes	261.311	60.454	-	-	273.186	261.628	534.497	322.082
Pasivos por arrendamientos corrientes	63.440	30.810	1.393	5.646	5.186	5.062	70.019	41.518
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	873.612	796.325	453.871	633.215	34.492	103.935	1.361.975	1.533.475
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	1.316.563	1.081.485	345.788	261.286	(1.348.708)	(970.852)	313.643	371.919
Otras provisiones corrientes	28.933	29.321	-	-	1.356	1.381	30.289	30.702
Pasivos por impuestos corrientes	8.687	42.569	8	-	-	67.461	8.695	110.030
Otros pasivos no financieros corrientes	37.220	32.201	24.438	25.451	5.832	5.958	67.490	63.610
Pasivos No Corrientes	**2.483.592**	**3.090.766**	**1.470.768**	**1.511.192**	**555.215**	**278.858**	**4.509.575**	**4.880.816**
Otros pasivos financieros no corrientes	214.400	448.301	-	-	1.701.330	1.722.027	1.915.730	2.170.328
Pasivos por arrendamientos no corrientes	350.661	343.462	2.595	5.941	14.197	19.276	367.453	368.679
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	190	190	985.057	985.379	-	-	985.247	985.569
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	1.532.546	1.884.273	419.348	452.541	(1.173.241)	(1.475.283)	778.653	861.531
Otras provisiones no corrientes	159.006	172.976	39.278	40.976	319	223	198.603	214.175
Pasivo por impuestos diferidos	207.603	206.695	359	-	(5.580)	(6.243)	202.382	200.452
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	18.589	19.766	23.794	25.778	17.921	18.514	60.304	64.058
Otros pasivos no financieros no corrientes	597	15.103	337	577	269	344	1.203	16.024
Patrimonio Neto	**4.208.236**	**4.021.443**	**739.668**	**768.759**	**807.160**	**759.305**	**5.755.064**	**5.549.507**
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	**4.208.236**	**4.021.443**	**739.668**	**768.759**	**807.160**	**759.305**	**5.372.492**	**5.175.869**
Capital emitido y pagado	1.154.003	1.154.003	182.507	196.954	2.559.385	2.544.938	3.895.895	3.895.895
Ganancias (pérdidas) acumuladas	2.755.526	2.567.894	835.324	872.340	(297.694)	(429.087)	3.293.156	3.011.147
Primas de emisión	85.815	85.815	281	303	(86.096)	(86.118)	-	-
Otras reservas	212.892	213.731	(278.444)	(300.838)	(1.368.435)	(1.270.428)	(1.816.559)	(1.731.173)
Participaciones no controladoras	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**382.572**	**373.638**
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	**9.281.594**	**9.185.374**	**3.035.934**	**3.205.549**	**333.719**	**512.736**	**12.651.247**	**12.903.659**

La columna de Holding y Eliminaciones incluyen eliminaciones de transacciones entre entidades consolidadas de diferentes líneas de negocio, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Línea de Negocio	Generación		Distribución y Redes		Holding y Eliminaciones		Totales	
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	2026	2025	2026	2025	2026	2025	2026	2025
Ingreso	**2.413.150**	**2.456.603**	**1.393.602**	**1.336.787**	**(326.529)**	**(314.111)**	**3.480.223**	**3.479.279**
Ingresos de actividades ordinarias	2.212.079	2.371.658	1.374.930	1.315.608	(326.829)	(314.656)	3.260.180	3.372.610
Ingresos con terceros	1.866.118	2.025.970	1.356.303	1.299.313	37.759	47.327	3.260.180	3.372.610
Ingresos por transacciones entre segmentos	345.961	345.688	18.627	16.295	(364.588)	(361.983)	-	-
Otros ingresos	201.071	84.945	18.672	21.179	300	545	220.043	106.669
Materias Primas Y Consumibles Utilizados	**(1.332.452)**	**(1.373.186)**	**(1.156.944)**	**(1.109.011)**	**343.075**	**330.908**	**(2.146.321)**	**(2.151.289)**
Compras de energía	(728.884)	(652.610)	(1.083.299)	(1.049.270)	343.357	339.176	(1.468.826)	(1.362.704)
Consumo de combustible	(278.752)	(319.251)	-	-	-	-	(278.752)	(319.251)
Gastos de transporte	(181.931)	(222.024)	(53.765)	(33.069)	17.687	18.675	(218.009)	(236.418)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(142.885)	(179.301)	(19.880)	(26.672)	(17.969)	(26.943)	(180.734)	(232.916)
Margen de Contribución	**1.080.698**	**1.083.417**	**236.658**	**227.776**	**16.546**	**16.797**	**1.333.902**	**1.327.990**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	12.574	13.092	15.889	11.793	421	-	28.884	24.885
Gastos por beneficios a los empleados	(57.894)	(62.679)	(31.990)	(31.995)	(37.719)	(39.356)	(127.603)	(134.030)
Otros gastos, por naturaleza	(132.616)	(141.031)	(93.724)	(82.417)	11.752	8.349	(214.588)	(215.099)
Resultado Bruto De Explotación	**902.762**	**892.799**	**126.833**	**125.157**	**(9.000)**	**(14.210)**	**1.020.595**	**1.003.746**
Gasto por depreciación y amortización	(247.804)	(223.579)	(49.275)	(44.961)	(6.314)	(6.220)	(303.393)	(274.760)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	32.098	(35.458)	-	-	-	-	32.098	(35.458)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Perdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	(85)	250	(27.014)	(26.931)	188	(945)	(26.911)	(27.626)
Resultado De Explotación	**686.971**	**634.012**	**50.544**	**53.265**	**(15.126)**	**(21.375)**	**722.389**	**665.902**
Resultado Financiero	**(142.547)**	**(125.934)**	**(28.695)**	**(29.574)**	**(7.626)**	**(1.605)**	**(178.868)**	**(157.113)**
Ingresos financieros	**30.940**	**37.070**	**21.879**	**23.241**	**(21.046)**	**(20.537)**	**31.773**	**39.774**
Efectivo y otros medios equivalentes	743	1.963	24	2	7.387	7.554	8.154	9.519
Otros ingresos financieros	30.197	35.107	21.855	23.239	(28.433)	(28.091)	23.619	30.255
Costos financieros	**(172.794)**	**(169.733)**	**(51.342)**	**(51.329)**	**25.171**	**24.318**	**(198.965)**	**(196.744)**
Préstamos bancarios	(1)	(3)	(1)	-	(35.382)	(39.168)	(35.384)	(39.171)
Obligaciones con el público garantizadas y no garantizadas	(24.981)	(26.363)	-	-	(36.427)	(36.427)	(61.408)	(62.790)
Otros	(147.812)	(143.367)	(51.341)	(51.329)	96.980	99.913	(102.173)	(94.783)
Resultados por Unidades de Reajuste	1.415	9.888	1.164	(59)	2.035	922	4.614	10.751
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	**(2.108)**	**(3.159)**	**(396)**	**(1.427)**	**(13.786)**	**(6.308)**	**(16.290)**	**(10.894)**
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	14.045	10.226	-	-	-	-	14.045	10.226
Otras ganancias (pérdidas)	**3.197**	**2.202**	**-**	**-**	**-**	**-**	**3.197**	**2.202**
Resultado de Otras Inversiones	-	260	-	-	-	-	-	260
Resultados en Ventas de Activos	3.197	1.942	-	-	-	-	3.197	1.942
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	**561.666**	**520.506**	**21.849**	**23.691**	**(22.752)**	**(22.980)**	**560.763**	**521.217**
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias	(150.871)	(140.419)	2.989	(2.342)	7.215	6.074	(140.667)	(136.687)
GANANCIA (PÉRDIDA)	**410.795**	**380.087**	**24.838**	**21.349**	**(15.537)**	**(16.906)**	**420.096**	**384.530**
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	410.795	380.087	24.838	21.349	(15.537)	(16.906)	420.096	384.530
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	-	-	-	-	-	-	389.534	351.810
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	30.562	32.720

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Linea de Negocio	Generación		Distribución y Redes		Holding y Eliminaciones		Totales	
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	2026	2025	2026	2025	2026	2025	2026	2025
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	880.940	871.000	(4.773)	47.152	(17.199)	(53.654)	858.968	864.498
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(244.992)	(224.864)	(110.396)	(80.612)	(112.233)	(46.910)	(467.621)	(352.386)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(561.834)	(745.864)	114.281	33.027	(54.268)	182.317	(501.821)	(530.520)

La columna de Holding y Eliminaciones incluyen eliminaciones de transacciones entre entidades consolidadas de diferentes líneas de negocio, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

36. Garantías comprometidas con terceros, otros activos y pasivos contingentes y otros compromisos

36.1. Garantías directas

Al 30 de septiembre de 2026, Enel Chile mantiene compromisos futuros adquisiciones, relacionados con compra de energía, contratos de operación y mantenimiento y otros servicios, por un importe de MUS$13.256.291 (MUS$14.355.351 al 31 de diciembre de 2025).

36.2. Garantías indirectas

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Nombre del contrato	Fecha de término	Acreedor de la garantía	Deudor		Garantía			Saldo pendiente	
			Nombre	Relación	Garante	Tipo de garantía	Moneda	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Enel Energy Efficiency & Renewables FL (LATAM) C & D	Diciembre de 2038	European Investment Bank	Enel Chile	Controladora	Enel SpA (*)	Aval	US$	102.126	99.431
Up to USD 286M Facility Agreement	Diciembre de 2037	Citibank N.A. - London Branch	Enel Chile	Controladora	Enel SpA	Aval	US$	274.829	286.793
Total								**376.955**	**386.224**

(*) Corresponde a una garantía por el 20% de la deuda. El crédito contempla otra garantía con SACE ("Agencia Italiana de Crédito a la Exportación") por el 80% restante.

36.3. Litigios y arbitrajes

1. Enel Chile S.A.

1.1. En octubre de 2020 se notifica demanda de responsabilidad extracontractual interpuesta por Inversiones Tricahue, en contra de Enel Chile S.A., alegando la supuesta responsabilidad que le cabe en las pérdidas económicas sufridas producto de la reestructuración societaria. Como petición principal se demanda la suma de M$72.558.025 (MUS$74.576), y como petición subsidiaria la suma de M$12.431.395 (MUS$12.777). El 20 de julio de 2024, se dicta sentencia rechazando la demanda en todas sus partes, ante lo cual Inversiones Tricahue interpuso recursos de casación en la forma y apelación que fueron rechazados por sentencia de fecha 9 de abril de 2026. En contra de la sentencia de segunda instancia, Tricahue interpuso un recurso de casación en la forma, el que se encuentra pendiente.

2. Enel Generación Chile S.A.

2.1. Con fecha 21 de marzo de 2022, se presenta la demanda de Inversiones Tricahue en contra de Enel Generación ante el juez árbitro don Rafael Gómez Balmaceda, alegando el incumplimiento de un acuerdo transaccional de fecha 22 de agosto de 2012, solicitando que se declare judicialmente el incumplimiento y se condene a Enel Generación al pago de la multa o clausula penal establecida en el citado acuerdo. El 18 de julio de 2024, se dictó sentencia rechazando la demanda. Inversiones Tricahue presentó los recursos correspondientes, los que se encuentran pendientes.

2.2. Con fecha 20 de agosto de 2019, se notificó demanda en contra de Enel Generación por supuesta responsabilidad en daños sufridos por los demandantes como consecuencia de las operaciones de la Centrales de Bocamina I y II. Se demanda un monto de M$41.760.000 (MUS$42.921). Actualmente está pendiente la sentencia.

3. Enel Distribución Chile S.A.

3.1. Con fecha 27 de febrero de 2021, la Corporación Nacional de Consumidores y Usuarios, CONADECUS, presenta demanda colectiva por vulneración del interés colectivo y difuso de los consumidores por inobservancia de la Ley N°19.496 por los cortes de suministro de 29 de enero y 31 de enero 2021, cuya cuantía es indeterminada. Con fecha 1 de junio de 2026 se dicta sentencia favorable a Enel ante la cual CONADECUS presenta un recurso de apelación, el que se encuentra pendiente.

3.2. Con fecha 21 de octubre de 2021, el Servicio Nacional del Consumidor, SERNAC, presenta demanda en contra de Enel Distribución y Empresa Eléctrica Colina por los cortes de suministro ocurridos entre los días 29 de enero y 2 de febrero de 2021. Se dictó sentencia condenatoria ante la cual, Enel Distribución presentó los recursos correspondientes, los que fueron rechazados. Enel Distribución y Empresa Eléctrica Colina interpusieron los recursos correspondientes, los que se encuentran pendientes de resolución.

3.3. Con fecha 11 de marzo de 2022, el Servicio Nacional del Consumidor, SERNAC, presenta demanda en contra de Enel Distribución por supuestas infracciones relativas a la contratación de seguros, cuya cuantía es indeterminada. Se dictó sentencia condenatoria ante la cual, Enel Distribución presentó los recursos correspondientes, los cuales fueron rechazados en segunda instancia. En contra de dicha sentencia las partes interpusieron los recursos correspondientes, los que se encuentran pendientes.

3.4. Con fecha 21 de enero de 2025, Multigremial Nacional de Emprendedores presentó una demanda en contra de Enel Distribución por supuestas deficiencias en la prestación del servicio eléctrico ocurridas desde el 1 al 21 de agosto de 2024, cuya cuantía es indeterminada. El caso se encuentra en etapa de prueba.

3.5. Con fecha 7 de mayo de 2026, Servicios de Ingeniería y Desarrollo de Proyectos S.A. interpone una demanda arbitral en contra de Enel Distribución por incumplimiento de contratos e indemnización de perjuicios. El monto de la demanda corresponde a M$3.549.107 (MUS$3.647). El caso se encuentra en etapa de conciliación.

4. Enel Green Power Chile S.A.

4.1. Con fecha 19 de octubre de 2023, la empresa Global Energy Services Siemsa S.A. Chile Limitada, dedujo demanda reconvencional en contra de Enel Green Power Chile S.A. en que habría incumplido el contrato entre para la construcción del proyecto de planta fotovoltaica denominado "Finis Terrae Extensión". La demandante solicita que se resuelva dicho contrato con indemnización de perjuicios a su favor, el monto de la demanda corresponde a M$15.577.504 (MUS$16.011). Por su parte, Enel Green Power S.A. dedujo una contrademanda por incumplimiento contractual e indemnización de perjuicios. Se dictó sentencia favorable para Enel, ante la cual la contraparte interpuso un recurso de queja solicitando que esta se anule, el cual fue rechazado. En contra de esta última sentencia, GES interpuso un segundo recurso de queja ante la Corte Suprema, el que se encuentra pendiente.

4.2. Con fecha 21 de julio de 2025, Ormat Chile SpA presenta demanda arbitral en la Cámara de Comercio Internacional en contra de Enel Green Power y Geotérmica del Norte, por incumplimiento de contrato e indemnización de perjuicios. El monto de la demanda corresponde a M$10.192.016 (MUS$10.475). Al mismo tiempo, Enel Green Power presentó una contrademanda por incumplimiento contractual. El caso se encuentra en etapa de discusión.

4.3. Con fecha 6 de julio de 2026, STE Energy Chile SpA. presenta demanda arbitral en contra de Enel Green Power, por incumplimiento de contrato e indemnización de perjuicios. El monto de la demanda corresponde a M$11.078.430 (MUS$11.386). Al mismo tiempo, Enel Green Power presentó una contrademanda por incumplimiento contractual. El caso se encuentra en etapa de discusión.

En relación a los litigios anteriormente descritos, el Grupo ha constituido provisiones por MUS$4.387 al 30 de septiembre de 2026 (ver Notas 25 y 38). Existen otros litigios que también tienen provisiones asociadas, pero que no son descritos en esta nota ya que individualmente representan montos de menor cuantía. La Administración considera que las provisiones registradas cubren adecuadamente los riesgos por litigios, por lo que no esperan que de las mismas se desprendan pasivos adicionales a los ya registrados.

Dadas las características de los riesgos que cubren estas provisiones, no es posible determinar un calendario razonable de fechas de pago si, en su caso, las hubiese.

A continuación, se informan otros litigios de relevancia:

- En relación con el procedimiento judicial iniciado por determinados operadores del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) (año 2017), entre los que se encuentran AES Gener S.A., Eléctrica Angamos S.A. y Engie Energía Chile S.A., contra Gas Atacama Chile (actualmente Enel Generación Chile), el 17 de octubre de 2023, se dictó sentencia de primera instancia en la que se acogieron parcialmente las pretensiones de los demandantes. Enel Generación Chile S.A., presentó los recursos procesales correspondientes ante la Corte de Apelaciones de Santiago. El 4 de febrero de 2026, la Corte de Apelaciones de Santiago, dictó una sentencia

mediante la cual rechazó las demandas interpuestas por los demandantes. La sentencia todavía no está firme. Se estima un riesgo remoto de condena.

- En diciembre de 2016, se presentó demanda de responsabilidad extracontractual por parte de Compañía Minera Arbiodo Limitada e Ingenieros y Asesores Limitada en contra de Parque Eólico Taltal S.A. (hoy, Enel Green Power Chile S.A.), el Servicio Nacional de Geología y Minería y el Fisco de Chile, por la supuesta responsabilidad en las eventuales pérdidas económicas producidas al no haberse realizado un proyecto de explotación minera de interés de las demandantes. En diciembre del año 2023, se acogió la demanda, únicamente, en cuanto se condena al Servicio Nacional de Geología y Minería, Enel Green Power Chile S.A. a pagar solidariamente a las demandantes a título de daño emergente la suma de M$346.067.011 (MUS$355.692). Actualmente, este asunto se encuentra ante la Corte de Apelaciones de Santiago, atendido los recursos procesales presentados. Se estima un riesgo remoto de condena.

36.4. Restricciones financieras

Diversos contratos de deuda incluyen la obligación de cumplir ciertos ratios financieros, habituales en contratos de esta naturaleza. También existen obligaciones afirmativas (de hacer) y negativas (de no hacer) que exigen el monitoreo de estos compromisos. Adicionalmente, existen restricciones impuestas en las secciones de eventos de incumplimiento de los contratos, que exigen su cumplimiento.

1. Incumplimiento cruzado o Cross Default

Algunos de los contratos de deuda financiera contienen cláusulas de cross default.

Restricciones financieras	Enel Chile	Enel Chile	Enel Chile	Enel Chile
Tipo instrumento con restricción	Cred. con Inst. Fin.	Cred. con Inst. Fin.	Línea de crédito no comprometida	Bonos Yankee
Restricción a cumplir por Informante o Subsidiaria	Cualquier deuda financiera que mantenga Enel Chile, por cualquier monto en mora, y que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US$150 millones en una deuda individual.	Cualquier deuda financiera que mantenga Enel Chile, por cualquier monto en mora, y que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US$150 millones en una deuda individual.	Cualquier deuda financiera que mantenga Enel Chile, por cualquier monto en mora.	Cualquier deuda financiera que mantenga Enel Chile o sus filiales significativas, por cualquier monto en mora, y que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US$150 millones en una deuda individual.
Acreedor	DNB Bank ASA (Administrative Agent)	Corporación Andina de Fomento, Citibank, European Investment Bank y Scotiabank Chile	BCI, Scotiabank Chile	Bank of New York Mellon (Representante de Tenedores de Bonos)
Número de inscripción	-	-	-	ISIN: US29278DAA37
Nombre indicador o ratio financiero	Cross default	Cross default	Cross default	Cross default
Periodicidad de la medición	Trimestral	Trimestral	Trimestral	Trimestral
Mecanismo de cálculo o definición del indicador o ratio	Deuda en mora mayor a US$150 millones de principal en forma individual.	Deuda en mora mayor a US$150 millones de principal en forma individual.	Deuda en mora.	Deuda en mora mayor a US$150 millones de principal en forma individual.
Restricción que debe cumplir (Rango, Valor y Unidad de medida)	No poseer deudas individuales en mora superiores US$150 millones.	No poseer deudas individuales en mora superiores US$150 millones.	No poseer deudas individuales en mora.	No poseer deudas individuales en mora superiores US$150 millones.
Indicador o ratio determinado por la sociedad	No existen deudas en mora por un monto superior a US$150 millones de forma individual.	No existen deudas en mora por un monto superior a US$150 millones de forma individual.	No existen deudas en mora.	No existen deudas en mora por un monto superior a US$150 millones de forma individual.
Cumplimiento año actual SI/NO	Sí	Sí	Sí	Sí
Cumplimiento año anterior SI/NO	Sí	Sí	Sí	Sí
Cuentas utilizadas en el cálculo del indicador o ratio	-	-	-	-

Restricciones financieras	Enel Generación Chile	Enel Generación Chile	Enel Generación Chile	Enel Distribución Chile
Tipo instrumento con restricción	Bonos Yankee	Bonos Serie H y M	Línea de crédito no comprometida	Línea de crédito no comprometida
Restricción a cumplir por Informante o Subsidiaria	Cualquier deuda financiera que mantenga Enel Generación Chile o sus filiales chilenas, por cualquier monto en mora, y que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US$30 millones en una deuda individual.	Cualquier deuda financiera que mantenga Enel Generación Chile, por cualquier monto en mora, y que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US$50 millones en una deuda individual.	Cualquier deuda financiera que mantenga Enel Generación Chile, por cualquier monto en mora.	Cualquier deuda financiera que mantenga Enel Distribución Chile, por cualquier monto en mora.
Acreedor	Bank of New York Mellon (Representante de Tenedores de Bonos)	Banco Santander Chile (Representante de Tenedores de Bonos)	Banco Santander Chile y Scotiabank Chile	Banco Santander Chile y Scotiabank Chile
Número de inscripción	ISIN: US29244TAC53; US29244TAB7; US29244TAA9	Inscripción en Registro de Valores de CMF N°317 para Serie H y N°522 para Serie M	-	-
Nombre indicador o ratio financiero	Cross default	Cross default	Cross default	Cross default
Periodicidad de la medición	Trimestral	Trimestral	Trimestral	Trimestral
Mecanismo de cálculo o definición del indicador o ratio	Deuda en mora mayor a US$30 millones de principal en forma individual.	Deuda en mora mayor a US$50 millones de principal en forma individual.	Deuda en mora.	Deuda en mora.
Restricción que debe cumplir (Rango, Valor y Unidad de medida)	No poseer deudas individuales en mora superiores US$30 millones.	No poseer deudas individuales en mora superiores US$50 millones.	No poseer deudas individuales en mora.	No poseer deudas individuales en mora.
Indicador o ratio determinado por la sociedad	No existen deudas en mora por un monto superior a US$30 millones de forma individual.	No existen deudas en mora por un monto superior a US$50 millones de forma individual.	No existen deudas en mora.	No existen deudas en mora.
Cumplimiento año actual SI/NO	Sí	Sí	Sí	Sí
Cumplimiento año anterior SI/NO	Sí	Sí	Sí	Sí
Cuentas utilizadas en el cálculo del indicador o ratio	-	-	-	-

2. Covenants Financieros

Los covenants financieros son compromisos contractuales sobre ratios financieros con umbrales de niveles mínimos o máximos, según sea el caso, que la empresa se obliga a satisfacer en momentos determinados de tiempo (trimestralmente, anualmente, etc.) y en algunos casos siempre y cuando se cumplan ciertas condiciones. La mayoría de los covenants financieros que mantiene el Grupo limitan el nivel de endeudamiento y evalúan la capacidad de generar flujos para hacer frente a los servicios de la deuda de las empresas. Para varias compañías también se exige la certificación periódica de dichos covenants. Los tipos de covenants y sus respectivos umbrales varían según el tipo de deuda y contrato.

Restricciones financieras	Enel Generación Chile	Enel Generación Chile	Enel Generación Chile	Enel Generación Chile
Tipo instrumento con restricción	Bonos Serie H y M	Bonos Serie H y M	Bonos Serie H y M	Bonos Serie H
Restricción a cumplir por Informante o Subsidiaria	Se debe mantener una relación entre Obligaciones Financieras y Capitalización Total menor o igual a 0,64.	Mantener un Patrimonio Mínimo de CLP$761.661 millones (MUS$839.638), límite que se actualiza al cierre de cada ejercicio, según lo establecido en el contrato.	Mantener un Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros mayor o igual a 1,85.	Mantener una Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas no superior a la suma equivalente en pesos, moneda de curso legal, de US$500 millones, según el tipo de cambio observado a la fecha de su cálculo.
Acreedor	Banco Santander Chile (Representante de Tenedores de Bonos)	Banco Santander Chile (Representante de Tenedores de Bonos)	Banco Santander Chile (Representante de Tenedores de Bonos)	Banco Santander Chile (Representante de Tenedores de Bonos)
Número de inscripción	Inscripción en Registro de Valores de CMF N°317 para Serie H y N°522 para Serie M	Inscripción en Registro de Valores de CMF N°317 para Serie H y N°522 para Serie M	Inscripción en Registro de Valores de CMF N°317 para Serie H y N°522 para Serie M	Inscripción en Registro de Valores de CMF N°317
Nombre indicador o ratio financiero	Nivel de Endeudamiento Consolidado	Patrimonio Neto Atribuible a la Sociedad Dominante	Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros	Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas
Periodicidad de la medición	Trimestral	Trimestral	Trimestral	Trimestral
Mecanismo de cálculo o definición del indicador o ratio	Obligaciones Financieras correspondiente a la suma entre Préstamos que devengan intereses, corriente, Préstamos que devengan intereses, no corrientes, Otros pasivos financieros, corrientes, Otros pasivos financieros, no corrientes y Otras obligaciones garantizadas por el Emisor o sus filiales, mientras que Capitalización Total es la suma entre Obligaciones Financieras y Patrimonio Total.	El Patrimonio corresponde al Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora, el cual es constrastado con el nivel de Patrimonio Mínimo que se reajustará por un porcentaje, siempre que sea positivo, de la variación anual del Índice de Precios al Consumidor multiplicado por la diferencia entre 1 menos la razón de Activos No Monetarios en Chile registrados en pesos y el Patrimonio Neto Atribuible a la Sociedad Dominante. Si la variación anual del Índice de Precios al Consumidor es negativa o bien si la razón entre Activos No Monetarios en Chile registrados en pesos y el Patrimonio Neto Atribuible a la Sociedad Dominante es mayor que uno, no habrá reajuste en dicho año.	La cobertura de gastos financieros es el cociente entre: i) el Resultado bruto de explotación, más Ingresos financieros y dividendos recibidos de empresas asociadas, y, ii) los Gastos financieros; ambos ítems referidos al periodo de cuatro trimestres consecutivos que terminan al cierre del trimestre que se está informando.	La Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas es la diferencia entre: i) la suma de Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas de los Activos Corrientes y No Corrientes y ii) la suma de Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas de los Pasivos Corrientes y No Corrientes. Se debe excluir de lo señalado anteriormente las cantidades correspondientes a que cumplan copulativamente lo siguiente: i) operaciones de duración inferior 180 días, y ii) operaciones que se origen en el giro ordinario de los negocios de Enel Generación Chile o de sus sociedades filiales.
Restricción que debe cumplir (Rango, Valor y Unidad de medida)	Se debe mantener una relación entre Obligaciones Financieras y Capitalización Total menor o igual a 0,64.	Mantener un Patrimonio Mínimo de CLP$761.661 millones (MUS$839.638), límite que se actualiza al cierre de cada ejercicio, según lo establecido en el contrato.	Mantener un Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros mayor o igual a 1,85.	Mantener una Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas no superior a la suma equivalente en pesos, moneda de curso legal, de US$500 millones, según el tipo de cambio observado a la fecha de su cálculo.
Indicador o ratio determinado por la sociedad año actual	0,14	CLP$2.853.880 millones (MUS$2.934.279)	7,11	US$261,10 millones
Cumplimiento año actual SI/NO	Si	Si	Si	Si
Indicador o ratio determinado por la sociedad año anterior	0,15	CLP$2.516.179 millones (MUS$2.773.780)	7,90	US$160,11 millones
Cumplimiento año anterior SI/NO	Sí	Sí	Sí	Sí
Cuentas utilizadas en el cálculo del indicador o ratio	Obligaciones Financieras y Capitalización Total	Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora.	Resultado Bruto de Explotación y Gastos Financieros	Cuentas por Cobrar y por Pagar a Entidades Relacionadas Corrientes y No Corrientes.

Por último, en la mayoría de los contratos, el aceleramiento de la deuda por incumplimiento de estos covenants no se da en forma automática, sino que deben cumplirse ciertas condiciones, como el vencimiento de los plazos de cura establecidos en los mismos, entre otras condiciones.

Al 30 de septiembre de 2026, tanto Enel Chile y subsidiarias se encontraban en cumplimiento de sus obligaciones financieras aquí resumidas, y también de otras obligaciones financieras cuyo incumplimiento pudiera originar el vencimiento anticipado de sus compromisos financieros. Así como también la Administración no tiene conocimiento de hechos o circunstancias que indiquen que la Compañía pueda tener dificultades para cumplir estos covenants durante o después del período sobre el que se informa.

36.5. Otras informaciones

Enel Distribución Chile

El 14 de septiembre de 2026, se recibió un cargo por parte de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), por eventuales errores en la medición de consumos de energía a clientes con determinados modelos de medidores. La autoridad, como medida preventiva, prohibió la comercialización de dichos medidores e instruyó su reemplazo. Por lo anterior, la Compañía comenzó un proceso para el reemplazo del modelo de medidor (aproximadamente 56.000), que se prevé finalizar durante el último trimestre del año 2026. A la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados intermedios no ha sido posible medir fiablemente el potencial impacto de un eventual cambio de la lectura, dado que aún se encuentra pendiente que finalice la investigación de este asunto por parte de la autoridad regulatoria y el análisis interno de la Compañía.

37. Dotación

La dotación de Enel Chile al 30 de septiembre de 2026 y 2025, es la siguiente:

País	al 30.09.2026	Promedio	al 30.09.2025	Promedio
Chile	1.765	1.768	1.781	1.855
Argentina (1)	20	20	20	20
Total	1.785	1.788	1.801	1.875

(1) Corresponde a la dotación de la sucursal que tiene Enel Generación Chile en la provincia de Jujuy.

38. Sanciones

Las siguientes compañías del Grupo han recibido sanciones de autoridades administrativas:

1. Enel Distribución Chile S.A.

i. Mediante Resolución Exenta N°10.921 de fecha 21 de febrero de 2022, la SEC aplicó a Enel Distribución una multa equivalente a 39.261 UTM (MUS$2.894), por estimar que no ha dado cumplimiento a lo establecido en el artículo 4-1 de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, en relación con los Artículos 145° y 222°, letra h), del Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos y, a su vez, en relación a los artículos 72-14° y 130° de la Ley General de Servicios Eléctricos, lo que se desprende de la información aportada por la empresa en el proceso denominado "Interrupciones 2018". En contra de dicha resolución Enel Distribución presentó recurso de reposición, el cual se encuentra pendiente de resolución.

ii. Mediante resolución exenta N°26.948 de fecha 28 de febrero de 2024, la SEC aplicó a Enel Distribución una multa equivalente a 40.000 UTM (MUS$2.949), por estimar que se incumplieron

sus obligaciones por interrupciones en la línea. En contra de dicha resolución Enel Distribución presentó un recurso de reposición, el cual se encuentra pendiente de resolución.

iii. Mediante Resolución Exenta N°25.189 de fecha 13 de mayo de 2024, la SEC aplicó a Enel Distribución una multa equivalente a 60.000 UTM (MUS$4.423), por estimar que existieron transgresiones al Art. 8 ter de la Ley General de Servicios Eléctricos, relativas a que se desempeñaron actividades que vulneran la obligación de giro exclusivo de distribución. En contra de dicha resolución Enel Distribución presentó recurso de reposición, el cual se encuentra pendiente de resolución.

iv. Mediante la resolución exenta N°26.947 de fecha 4 de agosto de 2024, la SEC aplicó a Enel Distribución una multa equivalente a 20.000 UTM (MUS$1.474), por estimar que se afectó gravemente la calidad del servicio que se debe entregar a los clientes. En contra de dicha resolución Enel Distribución presentó un recurso de reposición, el cual se encuentra pendiente de resolución.

v. Mediante las resoluciones exentas números 36.621, 36.622, 36.623 y 36.624, recibidas en enero de 2025, y la resolución exenta 36.939 recibida en julio de 2025, la SEC efectuó cargos y aplicó a Enel Distribución multas por la cantidad total de 400.000 UTM (MUS$29.486), en relación a posibles incumplimientos relacionados a las afectaciones ocurridas en el contexto del evento climático que tuvo lugar algunos días de la temporada de invierno de 2024 en diversas comunas de la Región Metropolitana. En respuesta a las resoluciones que impusieron multas, se presentaron los recursos de reposición los cuales se encuentran pendientes de resolución.

2. Enel Green Power Chile S.A.

i. Mediante la resolución exenta N°27.762 de fecha 27 de septiembre de 2024, la SEC aplicó a Enel Green Power una multa equivalente a 15.000 UTM (MUS$1.106), por estimar que se efectuaron obras sin el permiso de su propietario Los Espinos S.A., y que no se entregó información en el debido tiempo a la SEC, entre otros incumplimientos. En contra de dicha resolución Enel Green Power Chile presentó un recurso de reposición, el cual se encuentra pendiente de resolución.

En relación a las sanciones anteriormente descritas, el Grupo ha constituido provisiones por MUS$28.730 al 30 de septiembre de 2026 (ver Notas 25 y 36.3). Existen otras sanciones que también tienen provisiones asociadas pero que no son descritas en esta nota ya que individualmente representan montos de menor cuantía. La Administración considera que las provisiones registradas cubren adecuadamente los riesgos por sanciones, por lo que no esperan que de las mismas se desprendan pasivos adicionales a los ya registrados.

39. Medio ambiente

Los gastos ambientales 30 de septiembre de 2026 y 2025, son los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	al 30.09.2026						Monto desembolso ejercicio anterior
				Monto Desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos	
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Central Pehuenche	Manejo de Residuos	En proceso	3	-	3	-	-	3	9
	Central Pehuenche	Sanamiento Ambiental	En proceso	5		5			5	6
	Central Pehuenche	Materiales Medioambiente	En proceso	17		17			17	-
Enel Distribución Chile S.A.	Control de vegetación en redes MT/BT	Poda de árboles en cercanías de la red de media y baja tensión	En proceso	7.060	-	7.060	2.146	31/12/2026	9.206	9.536
	Mejoras en la red MT	Reemplazo transformadores subterráneos por Norma Técnica (PCB)	En proceso	-	-	-	165	31/12/2026	165	-
	Proyecto Respel (Residuos Peligrosos)	Bodega y Plan de Manejo	En proceso	-	-	-	44	31/12/2026	44	-
Enel Generación Chile S.A.	Gastos ambientales CC.CC.	Los principales gastos efectuados son: Operación y mantenimiento monitoreo estaciones calidad aire y meteorológica, Auditoria ambiental red de monitoreo 1 al año, Validación Anual CEMS, Servicio Protocolo Biomasa, Materiales de Medio Ambiente (revista, libros), Mediciones Isocinéticas, Trabajos SGI (Objetivo NC, inspecciones, auditorías y fiscalización) ISO 14001, certificación OHSAS, Servicio operación y Mantenimiento CEMS.	En proceso	4.829	4.190	639	1.207	31/12/2026	6.036	36.928
	Gastos ambientales CC.TT.	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales termoeléctricas (C.T.)	En proceso	6.489	5.908	581	752	31/12/2026	7.241	7.846
	Gastos ambientales CC.HH.	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales termoeléctricas (C.T.)	En proceso	392	-	392	-	-	392	397
Enel Green Power Chile S.A.	Manejo de Residuos	Contratos por Retiro de residuos peligrosos y no peligrosos	En proceso	359	-	359	-	-	359	296
	Análisis de Aguas	Monitoreo y análisis de agua potable y aguas servidas	En proceso	92	-	92	-	-	92	38
	Planta Tratam. Aguas Servidas	Tratamiento aguas servidas	En proceso	211	-	211	-	-	211	65
	Retiro Residuos Domésticos	Contrato Retiro residuos domiciliarios/ domésticos (pago retiro Municipal)	En proceso	169	-	169	-	-	169	417
	Monitoreo Colisión Aves PE EGP	Contratos por Monitoreos Ambientales (Colisión de Aves)	En proceso	94	-	94	-	-	94	160
Geotérmica del Norte S.A.	Análisis de Aguas	Monitoreo y análisis de agua potable y aguas servidas	En proceso	7	-	7	-	-	7	19
	Saneamiento Ambiental	Contratos por Control de vectores, desratización, desinsectación	En proceso	7	-	7	-	-	7	-
	Contrato Marco Permitting	Contrato de gestión de permisos ambientales y sectoriales	En proceso	5		5			5	-
	Campañas y Estudios	Contratos por Monitoreos Ambientales (Colisión de Aves- Flora y Fauna- Arqueología, otros)	En proceso	80	-	80	-	-	80	218
	Manejo de Residuos	Contratos por Retiro de residuos peligrosos y no peligrosos	En proceso	15	-	15	-	-	15	63
Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Saneamiento Ambiental	Contratos por Control de vectores, desratización, desinsectación	En proceso	3	-	3	-	-	3	9
	Manejo de Residuos	Contratos por Retiro de residuos peligrosos y no peligrosos	En proceso	42	-	42	-	-	42	40
	Campañas y Estudios	Contratos por Monitoreos Ambientales (Colisión de Aves- Flora y Fauna- Arqueología, otros)	En proceso	28	-	28	-	-	28	-
		Total		**19.907**	**10.098**	**9.809**	**4.314**		**24.221**	**56.047**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	al 30.09.2025					
				Monto Desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Central Pehuenche	Manejo de Residuos	En proceso	8	-	8	1	31/12/2025	9
		Sanamiento Ambiental	En proceso	6	-	6	-	-	6
Enel Distribución Chile S.A.	Control de vegetación en redes MT/BT	Poda de árboles en cercanías de la red de media y baja tensión	En proceso	6.157	-	6.157	3.379	31/12/2025	9.536
	Mejoras impacto ambiental	Proyecto de arbolado Urbano (2T)	En proceso	-	-	-	10	31/12/2025	10
		Iniciativa de recuperación de residuos (4T)	En proceso	1	-	1	1	31/12/2025	2
		Proyecto Bodega de Asbesto (2T)	En proceso	-	-	-	7	31/12/2025	7
		Espacio MA en el CEO (2T)	En proceso	-	-	-	13	31/12/2025	13
Enel Generación Chile S.A.	Gastos ambientales CC.CC.	Los principales gastos efectuados son: Operación y mantenimiento monitoreo estaciones calidad aire y meteorológica, Auditoria ambiental red de monitoreo 1 al año, Validación Anual CEMS, Servicio Protocolo Biomasa, Materiales de Medio Ambiente (revista, libros), Mediciones Isocinéticas, Trabajos SGI (Objetivo NC, inspecciones, auditorías y fiscalización)vISO 14001, certificación OHSAS, Servicio operación y Mantenimiento CEMS.	En proceso	15.804	15.509	295	21.124	31/12/2025	36.928
	Gastos ambientales CC.TT.	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales termoeléctricas (C.T.)	En proceso	1.414	9	1.405	6.432	31/12/2025	7.846
	Gastos ambientales CC.HH.	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H.)	En proceso	395	-	395	2	31/12/2025	397
Enel Green Power Chile S.A.	Manejo de Residuos	Contratos por Retiro de residuos peligrosos y no peligrosos	En proceso	-	-	-	296	31/12/2025	296
	Analisis de Aguas	Monitoreo y análisis de agua potable y aguas servidas	En proceso	-	-	-	38	31/12/2025	38
	Planta Tratam. Aguas Servidas	Tratamiento aguas servidas	En proceso	-	-	-	65	31/12/2025	65
	Contarto requisitos legales	Contrato de gestiòn de permisos ambientales y sectoriales	En proceso	-	-	-	83	31/12/2025	83
	Servicios Externalizados	Otros servicios (contratos con terceros)	En proceso	-	-	-	17	31/12/2025	17
	Retiro Residuos Domésticos	Contrato Retiro residuos domiciliarios/ domésticos (pago retiro Municipal)	En proceso	-	-	-	417	31/12/2025	417
	Monitoreo Colisión Aves PE EGP	Contratos por Monitoreos Ambientales (Colisión de Aves)	En proceso	-	-	-	160	31/12/2025	160
Geotérmica del Norte S.A.	Análisis de Aguas	Monitoreo y análisis de agua potable y aguas servidas	En proceso	19	-	19	-	-	19
	Campañas y Estudios	Contratos por Monitoreos Ambientales (Colisión de Aves- Flora y Fauna- Arqueología, otros)	En proceso	218	-	218	-	-	218
	Manejo de Residuos	Contratos por Retiro de residuos peligrosos y no peligrosos	En proceso	63	-	63	-	-	63
Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Saneamiento Ambiental	Contratos por Control de vectores, desratización, desinsección	En proceso	9	-	9	-	-	9
	Analisis de Aguas	Monitoreo y análisis de agua potable y aguas servidas	En proceso	163	-	163	-	-	163
	Manejo de Residuos	Contratos por Retiro de residuos peligrosos y no peligrosos	En proceso	40	-	40	-	-	40
		Total		**24.297**	**15.518**	**8.779**	**32.045**	-	**56.342**

40.Información financiera resumida de entidades consolidadas

A continuación, se resume la información financiera de nuestras principales entidades consolidadas al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, preparada de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera.

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

		al 30.09.2026																	
	Estados financieros	Activos Corrientes	Activos No Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No Corrientes	Patrimonio	Total de Patrimonio y Pasivos	Ingresos Ordinarios	Materias primas y consumibles utilizados	Margen de Contribución	Resultado Bruto de explotación	Resultado de explotación	Resultado Financiero	Resultado antes de impuesto	Impuesto sobre la sociedad	Ganacia (Pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral total
Grupo Enel Distribución Chile	Consolidado	695.826	2.340.107	**3.035.933**	825.497	1.470.768	739.668	**3.035.933**	1.393.602	(1.156.944)	236.658	126.833	50.544	(28.695)	21.849	2.989	24.838	(57.120)	(32.282)
Enel Generación Chile	Individual	1.512.420	2.954.687	**4.467.107**	1.240.647	360.119	2.866.341	**4.467.107**	2.232.543	(1.640.913)	591.630	485.380	446.322	(45.495)	490.385	(109.083)	381.302	(2.206)	379.096
Enel Distribución Chile	Individual	680.151	2.324.232	**3.004.383**	813.664	1.469.936	720.783	**3.004.383**	1.389.934	(1.161.173)	228.761	120.293	44.844	(29.100)	15.743	4.448	20.191	(57.593)	(37.402)
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Individual	71.059	153.819	**224.878**	56.497	31.544	136.837	**224.878**	119.992	(6.162)	113.830	106.031	101.117	167	101.284	(27.350)	73.934	-	73.934
Enel X Chile SPA	Individual	82.793	105.352	**188.145**	63.136	2.636	122.373	**188.145**	29.804	(18.611)	11.193	(1.909)	(2.528)	(513)	(3.041)	2.344	(697)	(8.806)	(9.503)
Enel X Way Chile S.p.A.	Individual	10.309	1.737	**12.046**	3.584	36	8.426	**12.046**	5.026	(2.474)	2.552	(548)	(881)	116	(766)	(96)	(862)	(672)	(1.534)
Enel Mobility Chile SPA	Individual	3.499	10.591	**14.090**	17.672	-	(3.582)	**14.090**	1.778	(1.045)	733	(109)	(652)	(645)	(1.298)	73	(1.225)	277	(948)
Geotérmica del Norte S.A.	Individual	84.208	451.461	**535.669**	34.018	6.764	494.887	**535.669**	44.188	(15.410)	28.778	20.163	(3.384)	1.997	(1.388)	399	(989)	-	(989)
Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Individual	180.552	75.395	**255.947**	3.767	23.133	229.047	**255.947**	10.808	(720)	10.088	7.089	(96)	4.203	4.108	(1.278)	2.830	-	2.830
Enel Green Power Chile S.A.	Individual	137.373	4.310.887	**4.448.260**	1.368.646	2.047.749	1.031.865	**4.448.260**	455.277	(111.047)	344.231	284.166	143.660	(103.419)	40.242	(13.733)	26.509	-	26.509
Grupo Enel Green Power	Consolidado	373.844	4.351.302	**4.725.146**	1.378.142	2.083.107	1.263.897	**4.725.146**	457.899	(77.624)	380.275	311.419	139.534	(97.220)	42.294	(14.438)	27.856	(2)	27.854
Grupo Enel Generación Chile	Consolidado	1.540.712	3.049.608	**4.590.320**	1.254.384	391.597	2.944.339	**4.590.320**	2.321.801	(1.618.815)	702.986	591.345	547.439	(45.327)	519.374	(136.433)	382.941	(2.115)	380.826

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

		al 31.12.2025																	
	Estados financieros	Activos Corrientes	Activos No Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No Corrientes	Patrimonio	Total de Patrimonio y Pasivos	Ingresos Ordinarios	Materias primas y consumibles utilizados	Margen de Contribución	Resultado Bruto de explotación	Resultado de explotación	Resultado Financiero	Resultado antes de impuesto	Impuesto sobre la sociedad	Ganacia (Pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral total
Grupo Enel Distribución Chile	Consolidado	851.097	2.368.902	3.219.999	929.500	1.517.263	773.236	3.219.999	1.783.852	(1.474.167)	309.685	188.514	81.304	(36.266)	45.038	(4.766)	40.272	69.304	109.576
Enel Generación Chile	Individual	1.542.591	2.891.709	4.434.300	1.009.538	617.732	2.807.030	4.434.300	3.034.642	(2.195.782)	838.860	693.327	614.983	(73.163)	690.170	(149.909)	540.261	(4.809)	535.452
Enel Distribución Chile	Individual	833.283	2.352.063	3.185.346	898.357	1.516.723	770.266	3.185.346	1.773.201	(1.469.388)	303.813	184.166	79.229	(36.641)	42.588	(4.252)	38.336	69.768	108.104
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Individual	90.860	155.618	246.478	60.025	32.722	153.731	246.478	210.418	(7.206)	203.212	193.823	186.918	5.424	192.342	(51.932)	140.410	-	140.410
Enel X Chile SPA	Individual	91.590	105.395	196.985	100.111	119.398	(22.524)	196.985	59.316	(39.404)	19.912	(299)	(3.161)	(9.305)	(12.466)	2.063	(10.403)	(1.642)	(12.045)
Enel X Way Chile S.p.A.	Individual	11.904	2.258	14.162	4.113	89	9.960	14.162	9.026	(7.881)	1.145	(2.703)	(3.149)	66	(3.083)	(369)	(3.452)	1.068	(2.384)
Enel Mobility Chile SPA	Individual	2.440	10.769	13.209	15.843	-	(2.634)	13.209	2.077	(824)	1.253	(234)	(660)	(762)	(1.423)	30	(1.393)	(184)	(1.577)
Geotérmica del Norte S.A.	Individual	75.839	467.903	543.742	41.493	6.373	495.876	543.742	60.400	(22.750)	37.650	29.089	(1.217)	1.619	402	(112)	290	-	290
Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Individual	180.456	81.373	261.829	11.194	24.417	226.218	261.829	16.613	(1.526)	15.087	11.686	2.720	7.293	10.013	(2.786)	7.227	-	7.227
Enel Green Power Chile S.A.	Individual	163.463	4.217.308	4.380.771	971.399	2.404.016	1.005.356	4.380.771	626.251	(158.969)	467.282	372.722	153.653	(147.663)	5.989	(3.988)	2.001	1.807	3.808
Grupo Enel Green Power	Consolidado	389.146	4.281.131	4.670.277	993.473	2.440.443	1.236.361	4.670.277	633.961	(118.202)	515.759	413.498	154.291	(138.750)	16.295	(6.653)	9.642	1.813	11.455
Grupo Enel Generación Chile	Consolidado	1.592.111	2.976.415	4.568.526	1.133.121	650.323	2.785.082	4.568.526	3.181.163	(2.142.404)	1.038.759	887.065	801.902	(67.740)	754.176	(201.841)	552.335	(9.947)	542.388

41. Hechos posteriores

Enel Chile S.A.

i. Con fecha 17 de octubre de 2026, se publicó en el Diario Oficial la "Ley de Reconstrucción Nacional y Desarrollo Económico y Social" N° 21.850, que contempla una serie de medidas económicas y tributarias orientadas a fomentar la inversión y el crecimiento económico, promover la generación de empleo y contribuir al financiamiento de las necesidades de reconstrucción e infraestructura.

Entre sus principales medidas, la Ley establece una reducción gradual de la tasa del impuesto de primera categoría, actualmente de 27%. Así, dicha tasa disminuirá a 25,5% en 2027, 24% en 2028 y 23% a partir de 2029.

Como consecuencia de este cambio, la Compañía deberá reconocer las variaciones en sus activos y pasivos por impuestos diferidos, derivadas directamente de la reducción de la tasa del impuesto de primera categoría, con el correspondiente impacto en resultados. Se estima que este efecto incrementará en aproximadamente MUS$10.994 la ganancia neta atribuible a los accionistas de Enel Chile.

Enel Distribución Chile S.A.

ii. En sesión extraordinaria de Directorio, celebrada el día 1 de octubre de 2026, ha presentado su dimisión al cargo de Gerente General de Enel Distribución Chile S.A., doña Mónica Hodor. Dicha renuncia es efectiva a contar de esta misma fecha. Asimismo, se informa que, en dicha sesión de Directorio, se designó como nuevo Gerente General de Enel Distribución Chile S.A., a don Paolo Leidi, quien asumirá sus funciones a partir del 1 de octubre de 2026.

No han ocurrido otros hechos significativos entre el 1 de octubre de 2026 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados intermedios, que afecten la presentación de los mismos.

Anexo N°1 Detalle de activos y pasivos en moneda extranjera

Este anexo forma parte integral de los estados financieros consolidados intermedios de Enel Chile.

El detalle de los activos y pasivos denominados en moneda extranjera es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

ACTIVOS	al 30.09.2026					
	Unidad de Fomento	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso argentino	Total
Activos Corrientes						
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	43	11.684	359.298	44	66	**371.135**
Otros activos financieros corrientes	-	748	1.841	-	-	**2.589**
Otros activos no financieros corrientes	-	77.200	16	-	1.670	**78.886**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	11.974	512.774	681.299	18.480	-	**1.224.527**
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas corrientes	-	2.516	44.819	13.089	-	**60.424**
Inventarios corrientes	186	16.490	39.291	11.089	670	**67.726**
Activos por impuestos corrientes	-	7.511	67	-	-	**7.578**
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	32.098	-	-	**32.098**
Total Activos Corrientes	**12.203**	**628.923**	**1.158.729**	**42.702**	**2.406**	**1.844.963**
Activos No Corrientes						
Otros activos financieros no corrientes	12.033	11.656	2.010	-	-	**25.699**
Otros activos no financieros no corrientes	-	9.347	1.079	-	-	**10.426**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	45.910	42.065	1.007.909	-	1.060	**1.096.944**
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	28	57.764	-	601	**58.393**
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	259.386	18.356	-	150	**277.892**
Plusvalía	-	95.281	799.370	-	-	**894.651**
Propiedades, Planta y Equipo	-	1.218.343	6.682.600	-	14.915	**7.915.858**
Propiedad de inversión	-	7.647	-	-	-	**7.647**
Activos por derecho de uso	181	379.803	5.144	-	-	**385.128**
Activos por impuestos diferidos	-	108.660	24.986	-	-	**133.646**
Total Activos No Corrientes	**58.124**	**2.132.216**	**8.599.218**	**-**	**16.726**	**10.806.284**
Total Activos	**70.327**	**2.761.139**	**9.757.947**	**42.702**	**19.132**	**12.651.247**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

ACTIVOS	al 31.12.2025					
	Unidad de Fomento	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso argentino	Total
Activos Corrientes						
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	44	103.917	357.864	83	16	**461.924**
Otros activos financieros corrientes	-	776	206	-	-	**982**
Otros activos no financieros corrientes	-	158.496	13.411	648	-	**172.555**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	38.372	902.353	445.444	72	-	**1.386.241**
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas corrientes	-	9.277	34.835	17.699	-	**61.811**
Inventarios corrientes	-	11.187	56.824	110	-	**68.121**
Activos por impuestos corrientes	-	74.242	13.211	-	-	**87.453**
Total Activos Corrientes	**38.416**	**1.260.248**	**921.795**	**18.612**	**16**	**2.239.087**
Activos No Corrientes						
Otros activos financieros no corrientes	-	24.070	-	-	-	**24.070**
Otros activos no financieros no corrientes	442	5.813	8.231	-	-	**14.486**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	2.132	109.245	994.007	-	-	**1.105.384**
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	30	45.924	-	514	**46.468**
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	270.788	21.842	-	160	**292.790**
Plusvalía	-	862.154	40.039	-	-	**902.193**
Propiedades, Planta y Equipo	-	4.400.043	3.349.469	-	13.924	**7.763.436**
Propiedad de inversión	-	7.930	-	-	-	**7.930**
Activos por derecho de uso	-	374.282	1.044	4.537	-	**379.863**
Activos por impuestos diferidos	-	111.514	16.438	-	-	**127.952**
Total Activos No Corrientes	**2.574**	**6.165.869**	**4.476.994**	**4.537**	**14.598**	**10.664.572**
Total Activos	**40.990**	**7.426.117**	**5.398.789**	**23.149**	**14.614**	**12.903.659**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

PASIVOS	al 30.09.2026						
	Unidad de Fomento	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso argentino	Real brasileño	Total
Pasivos Corrientes							
Otros pasivos financieros corrientes	49.667	19	484.811	-	-	-	**534.497**
Pasivos por arrendamientos corrientes	32.447	6	37.566	-	-	-	**70.019**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	114.466	639.217	599.576	8.716	-	-	**1.361.975**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	5	212.082	101.517	-	39	**313.643**
Otras provisiones corrientes	-	30.106	103	-	80	-	**30.289**
Pasivos por impuestos corrientes	-	8.695	-	-	-	-	**8.695**
Otros pasivos no financieros corrientes	-	67.490	-	-	-	-	**67.490**
Total Pasivos Corrientes	**196.580**	**745.538**	**1.334.138**	**110.233**	**80**	**39**	**2.386.608**
Pasivos No Corrientes							
Otros pasivos financieros no corrientes	109.510	-	1.806.220	-	-	-	**1.915.730**
Pasivos por arrendamientos no corrientes	324.245	217	42.991	-	-	-	**367.453**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	-	67	985.180	-	-	-	**985.247**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	778.653	-	-	-	**778.653**
Otras provisiones no corrientes	-	196.631	1.972	-	-	-	**198.603**
Pasivo por impuestos diferidos	-	154.777	47.605	-	-	-	**202.382**
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	60.304	-	-	-	-	**60.304**
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	1.203	-	-	-	-	**1.203**
Total Pasivos No Corrientes	**433.755**	**413.199**	**3.662.621**	**-**	**-**	**-**	**4.509.575**
Total Pasivos	**630.335**	**1.158.737**	**4.996.759**	**110.233**	**80**	**39**	**6.896.183**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

PASIVOS	al 31.12.2025						
	Unidad de Fomento	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso argentino	Real brasileño	Total
Pasivos Corrientes							
Otros pasivos financieros corrientes	49.641	-	272.441	-	-	-	**322.082**
Pasivos por arrendamientos corrientes	34.966	4.041	1.638	873	-	-	**41.518**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	100.224	1.100.200	319.112	13.371	568	-	**1.533.475**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	104.291	190.873	76.755	-	-	**371.919**
Otras provisiones corrientes	-	30.599	103	-	-	-	**30.702**
Pasivos por impuestos corrientes	-	105.077	4.953	-	-	-	**110.030**
Otros pasivos no financieros corrientes	-	63.451	30	129	-	-	**63.610**
Total Pasivos Corrientes	**184.831**	**1.407.659**	**789.150**	**91.128**	**568**	**-**	**2.473.336**
Pasivos No Corrientes							
Otros pasivos financieros no corrientes	137.682	-	2.032.646	-	-	-	**2.170.328**
Pasivos por arrendamientos no corrientes	328.537	2.340	35.169	2.633	-	-	**368.679**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	985.569	-	-	-	**985.569**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	861.531	-	-	-	**861.531**
Otras provisiones no corrientes	-	205.893	8.282	-	-	-	**214.175**
Pasivo por impuestos diferidos	-	154.621	45.831	-	-	-	**200.452**
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	64.058	-	-	-	-	**64.058**
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	16.024	-	-	-	-	**16.024**
Total Pasivos No Corrientes	**466.219**	**442.936**	**3.969.028**	**2.633**	**-**	-	**4.880.816**
Total Pasivos	**651.050**	**1.850.595**	**4.758.178**	**93.761**	**568**	-	**7.354.152**

Anexo N°2 información adicional oficio circular N°715 de 3 de febrero de 2012

Este anexo forma parte integral de los estados financieros consolidados intermedios de Enel Chile.

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	al 30.09.2026											
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Total Corriente	Total No Corriente
Cuentas comerciales por cobrar bruto	895.289	82.747	13.845	13.951	5.951	3.968	4.433	6.343	6.427	137.554	**1.170.508**	**994.162**
Provisión de deterioro	(3.241)	(712)	(2.825)	(3.261)	(2.331)	(1.993)	(2.056)	(3.137)	(4.369)	(93.537)	**(117.462)**	**(1.689)**
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto	20.830										**20.830**	**102.723**
Provisión de deterioro	(625)										**(625)**	**(2.647)**
Otras Cuentas por Cobrar bruto	151.276	-	-	-	-	-	-	-	-	13.541	**164.817**	**4.395**
Provisión de deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(13.541)	**(13.541)**	**-**
Total	**1.063.529**	**82.035**	**11.020**	**10.690**	**3.620**	**1.975**	**2.377**	**3.206**	**2.058**	**44.017**	**1.224.527**	**1.096.944**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	al 31.12.2025											
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Total Corriente	Total No Corriente
Cuentas comerciales por cobrar bruto	1.083.880	37.856	14.688	9.943	10.941	6.485	6.716	5.123	6.926	165.114	**1.347.672**	**994.594**
Provisión de deterioro	(4.788)	(944)	(2.748)	(3.285)	(3.204)	(3.418)	(3.474)	(3.288)	(4.487)	(85.946)	**(115.582)**	**(1.764)**
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto	21.604	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**21.604**	**110.250**
Provisión de deterioro	(529)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**(529)**	**(2.517)**
Otras Cuentas por Cobrar bruto	133.076	-	-	-	-	-	-	-	-	13.957	**147.033**	**4.821**
Provisión de deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(13.957)	**(13.957)**	**-**
Total	**1.233.243**	**36.912**	**11.940**	**6.658**	**7.737**	**3.067**	**3.242**	**1.835**	**2.439**	**79.168**	**1.386.241**	**1.105.384**

- Por tipo de cartera:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 30.09.2026						al 31.12.2025					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta		Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de clientes	Monto bruto	Número de clientes	Monto bruto	Número de clientes	Monto bruto	Número de clientes	Monto bruto	Número de clientes	Monto bruto	Número de clientes	Monto bruto
Al día	1.522.432	866.908	94.954	1.022.543	1.617.386	1.889.451	1.432.920	1.044.899	135.777	1.033.575	1.568.697	2.078.474
Entre 1 y 30 días	87.136	82.137	114.876	610	202.012	82.747	70.242	36.808	131.722	1.048	201.964	37.856
Entre 31 y 60 días	53.724	13.632	29.413	213	83.137	13.845	47.323	14.261	36.087	427	83.410	14.688
Entre 61 y 90 días	11.834	13.797	8.292	154	20.126	13.951	10.626	9.595	9.716	348	20.342	9.943
Entre 91 y 120 días	5.201	5.863	4.504	88	9.705	5.951	4.564	10.679	5.252	262	9.816	10.941
Entre 121 y 150 días	4.874	3.901	2.827	67	7.701	3.968	3.262	6.252	4.564	233	7.826	6.485
Entre 151 y 180 días	3.538	4.351	1.998	82	5.536	4.433	2.093	6.498	3.555	218	5.648	6.716
Entre 181 y 210 días	2.643	6.222	1.746	121	4.389	6.343	1.921	4.914	2.665	209	4.586	5.123
Entre 211 y 250 días	1.986	6.227	2.343	200	4.329	6.427	1.430	6.691	3.044	235	4.474	6.926
Superior a 251 días	269.910	132.368	53.016	5.186	322.926	137.554	268.570	160.015	54.401	5.099	322.971	165.114
Total	**1.963.278**	**1.135.406**	**313.969**	**1.029.264**	**2.277.247**	**2.164.670**	**1.842.951**	**1.300.612**	**386.783**	**1.041.654**	**2.229.734**	**2.342.266**

b) Cartera protestada y en cobranza judicial

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Cartera protestada y en cobranza judicial	al 30.09.2026		al 30.09.2025	
	Número de clientes	Monto	Número de clientes	Monto
Documentos por cobrar protestados	-	-	10	-
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	480	10.416	1.443	7.226
Total	**480**	**10.416**	**1.453**	**7.226**

(*) La cobranza judicial se encuentra incluida en la cartera morosa.

c) Provisiones y castigos

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Provisiones y castigos	al 30.09.2026	al 30.09.2025
Provisión cartera no repactada	20.113	20.256
Provisión cartera repactada	5.495	7.370
Recuperos del período	-	-
Total	**25.608**	**27.626**

d) Número y monto de operaciones

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Número y monto operaciones	al 30.09.2026		al 30.09.2025	
	Total detalle por tipo de operaciones Último trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual	Total detalle por tipo de operaciones Último trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual
Provisión deterioro y recuperos:				
Número de operaciones	7.540	45.333	10.041	48.524
Monto de las operaciones	8.892	25.608	9.071	27.626

Anexo N°2.1 Información complementaria de cuentas comerciales

Este anexo forma parte integral de los estados financieros consolidados intermedios de Enel Chile.

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de las cuentas comerciales:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Deudores comerciales	al 30.09.2026												
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Morosidad Mayor a 365 días	Total Corriente	Total No Corriente
Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión	**339.801**	**54.548**	**2.758**	**3.651**	**1.298**	**228**	**407**	**1.773**	**140**	**34**	**20.829**	**425.467**	**-**
- Grandes Clientes	339.801	54.548	2.758	3.651	1.298	228	407	1.773	140	34	20.829	**425.467**	**-**
- Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
- Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Provisión Deterioro	(11)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(4.169)	**(4.180)**	**-**
Servicios no facturados	285.694	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**285.694**	**-**
Servicios facturados	54.107	54.548	2.758	3.651	1.298	228	407	1.773	140	34	20.829	**139.773**	**-**
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	**555.488**	**28.199**	**11.087**	**10.300**	**4.653**	**3.740**	**4.026**	**4.570**	**6.287**	**15.740**	**100.951**	**745.041**	**994.162**
- Clientes Masivos	487.003	21.969	8.475	6.242	4.350	3.217	2.993	3.939	5.397	14.208	87.907	**645.700**	**993.935**
- Grandes Clientes	53.945	3.179	1.573	3.119	157	299	124	69	234	681	4.891	**68.271**	**58**
- Clientes Institucionales	14.540	3.051	1.039	939	146	224	909	562	656	851	8.153	**31.070**	**169**
Provisión Deterioro	(3.230)	(712)	(2.825)	(3.261)	(2.331)	(1.993)	(2.056)	(3.137)	(4.369)	(11.345)	(78.023)	**(113.282)**	**(1.689)**
Servicios no facturados	494.106	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**494.106**	**-**
Servicios facturados	61.382	28.199	11.087	10.300	4.653	3.740	4.026	4.570	6.287	15.740	100.951	**250.935**	**994.162**
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	**895.289**	**82.747**	**13.845**	**13.951**	**5.951**	**3.968**	**4.433**	**6.343**	**6.427**	**15.774**	**121.780**	**1.170.508**	**994.162**
Total Provisión Deterioro	**(3.241)**	**(712)**	**(2.825)**	**(3.261)**	**(2.331)**	**(1.993)**	**(2.056)**	**(3.137)**	**(4.369)**	**(11.345)**	**(82.192)**	**(117.462)**	**(1.689)**
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	**892.048**	**82.035**	**11.020**	**10.690**	**3.620**	**1.975**	**2.377**	**3.206**	**2.058**	**4.429**	**39.588**	**1.053.046**	**992.473**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Deudores comerciales	al 31.12.2025												
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Morosidad Mayor a 365 días	Total Corriente	Total No Corriente
Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión	**374.402**	**5.129**	**3.213**	**27**	**3.460**	**26**	**453**	**13**	**14**	**5.691**	**45.917**	**438.345**	**2**
- Grandes Clientes	374.402	5.129	3.213	27	3.460	26	453	13	14	5.691	45.917	**438.345**	**2**
- Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
- Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Provisión Deterioro	(783)	(168)	(117)	(1)	(119)	-	(3)	-	-	(207)	(2.823)	**(4.221)**	**(2)**
Servicios no facturados	329.784	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**329.784**	**-**
Servicios facturados	44.618	5.129	3.213	27	3.460	26	453	13	14	5.691	45.917	**108.561**	**2**
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	**709.478**	**32.727**	**11.475**	**9.916**	**7.481**	**6.459**	**6.263**	**5.110**	**6.912**	**16.322**	**97.184**	**909.327**	**994.592**
- Clientes Masivos	636.909	21.869	8.040	7.124	5.567	5.898	5.174	3.958	5.423	14.517	78.538	**793.017**	**994.231**
- Grandes Clientes	60.215	6.978	2.065	1.543	1.313	293	823	175	873	1.050	9.910	**85.238**	**110**
- Clientes Institucionales	12.354	3.880	1.370	1.249	601	268	266	977	616	755	8.736	**31.072**	**251**
Provisión Deterioro	(4.005)	(776)	(2.631)	(3.284)	(3.085)	(3.418)	(3.471)	(3.288)	(4.487)	(11.524)	(71.392)	**(111.361)**	**(1.761)**
Servicios no facturados	317.537	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**317.537**	**980.585**
Servicios facturados	391.941	32.727	11.475	9.916	7.481	6.459	6.263	5.110	6.912	16.322	97.184	**591.790**	**14.007**
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	**1.083.880**	**37.856**	**14.688**	**9.943**	**10.941**	**6.485**	**6.716**	**5.123**	**6.926**	**22.013**	**143.101**	**1.347.672**	**994.594**
Total Provisión Deterioro	**(4.788)**	**(944)**	**(2.748)**	**(3.285)**	**(3.204)**	**(3.418)**	**(3.474)**	**(3.288)**	**(4.487)**	**(11.731)**	**(74.215)**	**(115.582)**	**(1.764)**
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	**1.079.092**	**36.912**	**11.940**	**6.658**	**7.737**	**3.067**	**3.242**	**1.835**	**2.439**	**10.282**	**68.886**	**1.232.090**	**992.830**

Como no todas nuestras bases de datos comerciales en las distintas entidades consolidadas de nuestro Grupo distinguen que el consumidor final del servicio eléctrico es una persona natural o jurídica, la principal segmentación de gestión y común a todas las entidades consolidadas utilizada para realizar el control y seguimiento de las cuentas comerciales es la que se indica a continuación:

- Clientes Masivos
- Grandes Clientes
- Clientes Institucionales

- Por tipo de cartera:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Tipos de cartera	al 30.09.2026											
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Total cartera bruta	Total cartera bruta No Corriente
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN												
Cartera no repactada	**339.801**	**54.548**	**2.758**	**3.651**	**1.298**	**228**	**407**	**1.773**	**140**	**20.863**	**425.467**	**-**
- Grandes Clientes	339.801	54.548	2.758	3.651	1.298	228	407	1.773	140	20.863	425.467	-
- Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
- Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cartera repactada	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
- Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DISTRIBUCIÓN												
Cartera no repactada	**525.795**	**27.589**	**10.875**	**10.146**	**4.566**	**3.672**	**3.944**	**4.449**	**6.087**	**110.458**	**707.581**	**-**
- Clientes Masivos	458.694	21.378	8.263	6.094	4.264	3.149	2.911	3.818	5.197	96.243	610.011	-
- Grandes Clientes	53.252	3.166	1.573	3.118	157	299	124	69	234	5.572	67.564	-
- Clientes Institucionales	13.849	3.045	1.039	934	145	224	909	562	656	8.643	30.006	-
Cartera repactada	**29.693**	**610**	**212**	**154**	**87**	**68**	**82**	**121**	**200**	**6.233**	**37.460**	**994.162**
- Clientes Masivos	28.309	591	212	148	85	68	82	121	200	5.871	35.687	993.935
- Grandes Clientes	693	13	-	-	-	-	-	-	-	-	706	58
- Clientes Institucionales	691	6	-	6	2	-	-	-	-	362	1.067	169
Total cartera bruta	**895.289**	**82.747**	**13.845**	**13.951**	**5.951**	**3.968**	**4.433**	**6.343**	**6.427**	**137.554**	**1.170.508**	**994.162**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Tipos de cartera	al 31.12.2025											
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Total cartera bruta	Total cartera bruta No Corriente
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN												
Cartera no repactada	**374.402**	**5.129**	**3.213**	**27**	**3.460**	**26**	**453**	**13**	**14**	**51.608**	**438.345**	**2**
- Grandes Clientes	374.402	5.129	3.213	27	3.460	26	453	13	14	51.608	438.345	2
- Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cartera repactada	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
- Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DISTRIBUCIÓN												
Cartera no repactada	**675.557**	**31.679**	**11.048**	**9.568**	**7.219**	**6.226**	**6.045**	**4.901**	**6.677**	**108.407**	**867.327**	**-**
- Clientes Masivos	604.695	20.846	7.621	6.777	5.305	5.666	4.956	3.750	5.188	88.344	753.148	-
- Grandes Clientes	59.498	6.954	2.058	1.543	1.313	293	823	175	873	10.960	84.490	-
- Clientes Institucionales	11.364	3.879	1.369	1.248	601	267	266	976	616	9.103	29.689	-
Cartera repactada	**33.921**	**1.048**	**427**	**348**	**262**	**233**	**218**	**209**	**235**	**5.099**	**42.000**	**994.592**
- Clientes Masivos	32.213	1.022	419	347	261	233	218	209	235	4.710	39.867	994.231
- Grandes Clientes	718	24	7	-	-	-	-	-	-	-	749	110
- Clientes Institucionales	990	2	1	1	1	-	-	-	-	389	1.384	251
Total cartera bruta	**1.083.880**	**37.856**	**14.688**	**9.943**	**10.941**	**6.485**	**6.716**	**5.123**	**6.926**	**165.114**	**1.347.672**	**994.594**

Anexo N°2.2 Estimaciones de ventas y compras de energía, potencia y peaje

Este anexo forma parte integral de los estados financieros consolidados intermedios de Enel Chile.

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

BALANCE	al 30.09.2026		al 31.12.2025	
	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	567.074	1.476	774.922	105.604
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	827.307	-	911.224	-
Total Activo estimado	**1.394.381**	**1.476**	**1.686.146**	**105.604**
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	172.665	12.483	288.862	32.024
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	827.307	-	892.767	-
Total Pasivo estimado	**999.972**	**12.483**	**1.181.629**	**32.024**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

RESULTADO	al 30.09.2026		al 30.09.2025	
	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes
Venta de Energía	266.927	1.481	346.033	1.279
Compra de Energía	89.653	13.311	213.712	57.381

Anexo N°3 Detalle vencimiento proveedores

Este anexo forma parte integral de los estados financieros consolidados intermedios de Enel Chile.

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Proveedores con pagos al día	al 30.09.2026				al 31.12.2025			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
Hasta 30 días	295.125	726.491	280.269	**1.301.885**	200.782	760.422	438.638	**1.399.842**
Entre 31 y 60 días	-	10	-	**10**	36	47	163	**246**
Entre 61 y 90 días	-	-	-	**-**	2.137	817	819	**3.773**
Más de 365 días	189	-	985.057	**985.246**	189	-	985.379	**985.568**
Total	**295.314**	**726.501**	**1.265.326**	**2.287.141**	**203.144**	**761.286**	**1.424.999**	**2.389.429**
Período promedio de pago cuentas al día	**30**	**30**	**30**		**33**	**30**	**34**	

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Detalle de Proveedores	al 30.09.2026				al 31.12.2025			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
Proveedores por compra de energía	-	229.931	1.265.033	**1.494.964**	-	263.650	1.413.515	**1.677.165**
Proveedores por compra de combustibles y gas	-	255.499	-	**255.499**	-	133.292	-	**133.292**
Cuentas por pagar bienes y servicios	2.768	241.071	-	**243.839**	5.347	364.344	-	**369.691**
Cuentas por pagar por compra de activos	292.546	-	293	**292.839**	197.797	-	11.484	**209.281**
Total	**295.314**	**726.501**	**1.265.326**	**2.287.141**	**203.144**	**761.286**	**1.424.999**	**2.389.429**