

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Estados financieros intermedios consolidados
correspondiente al período terminado al 30 de junio de 2026
y a los periodos de seis y tres meses terminados
al 30 de junio de 2026 y 2025 (no auditados)
e informe del auditor independiente

INFORME DE REVISIÓN DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

Señores Accionistas y Directores
Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y filiales.

Introducción

Hemos revisado el estado intermedio consolidado de situación financiera adjunto de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y filiales al 30 de junio de 2026, y; los correspondientes estados intermedios consolidados de resultados y de otros resultados integrales por los periodos de seis y tres meses terminados en esa fecha, los estados intermedios consolidados de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el periodo de seis meses terminados en esa fecha, y; las notas a los estados financieros intermedios consolidados, incluyendo información de las políticas contables materiales. La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de esta información financiera intermedia consolidada de acuerdo con NIC 34 “Información Financiera Intermedia” incorporada en las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el International Accounting Standards Board. Nuestra responsabilidad es expresar una conclusión sobre esta información financiera intermedia consolidada basada en nuestra revisión.

Alcance de la revisión

Hemos llevado a cabo nuestra revisión de acuerdo con la Norma de Trabajos de Revisión 2410, Revisión de información financiera intermedia realizada por el auditor independiente de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y filiales. Una revisión de información financiera intermedia consiste principalmente en hacer indagaciones ante las personas responsables de los asuntos financieros y contables, así como en aplicar procedimientos analíticos y otros procedimientos de revisión. Una revisión tiene un alcance sustancialmente menor que el de una auditoría realizada de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile y, en consecuencia, no nos permite obtener seguridad de que hayan llegado a nuestro conocimiento todos los asuntos significativos que pudieran haberse identificado en una auditoría. En consecuencia, no expresamos una opinión de auditoría.

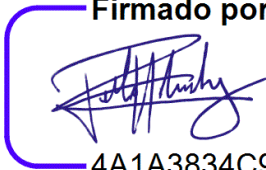
Conclusión

Basados en nuestra revisión, no ha llegado a nuestro conocimiento ningún asunto que nos lleve a considerar que la información financiera intermedia consolidada adjunta no presenta razonablemente, en todos los aspectos materiales, la situación financiera intermedia consolidada de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y filiales., al 30 de junio de 2026, sus resultados por los periodos de seis y tres meses terminados en esa fecha, y sus flujos de efectivo para el periodo de seis meses terminado en esa fecha, de acuerdo con NIC 34 “Información Financiera Intermedia” incorporada en las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el International Accounting Standards Board.

Deloitte.

Septiembre, 10, 2026
Santiago, Chile

Firmado por:



4A1A3834C94A452...

Pablo Martínez
RUT: 14.037.733-3
Socio

**Estados Financieros
Consolidados Intermedios**

**Correspondiente al período terminado al 30 de junio
de 2026 y a los periodos de seis y tres meses
terminados al 30 de junio de 2026 y 2025 (no
auditados)**

**INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A.
Y FILIALES**

En miles de pesos chilenos – M\$

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Estados Consolidados Intermedios de Situación Financiera

Al 30 de junio de 2026 (no auditado) y 31 de diciembre de 2025

(En miles de pesos chilenos – M\$)

ACTIVOS	Nota	30/06/2026	31/12/2025
		M\$	M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	154.553.982	58.210.162
Otros activos no financieros corrientes	22	15.532.912	7.516.492
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	7	351.063.921	326.382.999
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	8	5.253.974	27.946.957
Inventarios corrientes	9	61.005.091	57.596.400
Activos por impuestos corrientes, corrientes	10	5.395.026	14.142.080
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		592.804.906	491.795.090
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	11	13.409.720	291.600
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		606.214.626	492.086.690
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes	12	2.637.509	3.079.028
Otros activos no financieros no corrientes	22	356.706	391.415
Cuentas por cobrar no corrientes	7	194.468.336	158.864.443
Activos intangibles distintos de la plusvalía	13	111.650.833	113.179.192
Plusvalía	14	232.685.772	232.665.490
Propiedades, planta y equipo	15	2.002.597.859	1.928.623.289
Activos por derecho de uso	16	18.264.448	19.409.061
Activos por impuestos diferidos	17	31.935.637	33.663.882
TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES		2.594.597.100	2.489.875.800
TOTAL DE ACTIVOS		3.200.811.726	2.981.962.490

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Estados Consolidados Intermedios de Situación Financiera

Al 30 de junio de 2026 (no auditado) y 31 de diciembre de 2025

(En miles de pesos chilenos – M\$)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	30/06/2026	31/12/2025
		M\$	M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	18	439.645.401	355.001.959
Pasivos por arrendamientos corrientes	16	6.915.014	6.413.008
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	19	244.363.608	242.329.760
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	8	10.437.304	24.815.672
Otras provisiones a corto plazo	21	6.648.243	6.526.321
Pasivos por impuestos corrientes, corrientes	10	1.166.077	9.379.732
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	21	11.723.964	21.316.227
Otros pasivos no financieros corrientes	22	37.529.663	39.000.635
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		758.429.274	704.783.314
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	18	1.251.526.806	1.229.716.774
Pasivos por arrendamientos no corrientes	16	13.210.458	14.472.563
Cuentas por pagar no corrientes	19	35.977.373	21.038.688
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	8	197.210.560	123.918.360
Otras provisiones a largo plazo	21	170.829	168.670
Pasivo por impuestos diferidos	17	84.923.540	80.456.727
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	21	28.595.658	26.561.520
Otros pasivos no financieros no corrientes	22	9.135.559	9.438.250
TOTAL DE PASIVOS NO CORRIENTES		1.620.750.783	1.505.771.552
TOTAL DE PASIVOS		2.379.180.057	2.210.554.866
PATRIMONIO			
Capital emitido y pagado	23	483.747.016	483.747.016
Ganancias (pérdidas) acumuladas	23	262.097.732	214.160.706
Otras reservas	23	66.376.944	64.109.101
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		812.221.692	762.016.823
Participaciones no controladoras	23	9.409.977	9.390.801
PATRIMONIO TOTAL		821.631.669	771.407.624
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS		3.200.811.726	2.981.962.490

Las Notas adjuntas forman parte integral de estos Estados Financieros Consolidados Intermedios

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Estados Consolidados Intermedios de Resultados Integrales

Por los periodos de seis y tres meses terminados al 30 de junio de 2026 y 2025 (no auditados)

(En miles de pesos chilenos – M\$)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	01/01/2026 30/06/2026	01/01/2025 30/06/2025	01/04/2026 30/06/2026	01/04/2025 30/06/2025
		M\$	M\$	M\$	M\$
Ganancia (pérdida)					
Ingresos de actividades ordinarias	24	514.800.613	512.993.510	261.922.898	262.596.816
Otros ingresos	24	47.111.245	32.813.606	20.888.162	20.135.187
Materias primas y consumibles utilizados	25	(273.298.215)	(296.965.456)	(133.978.106)	(148.921.637)
Gastos por beneficios a los empleados	26	(55.762.986)	(48.175.734)	(29.020.472)	(25.569.813)
Gasto por depreciación y amortización	27	(39.439.081)	(35.171.069)	(20.197.634)	(17.980.850)
Otros gastos, por naturaleza	29	(89.497.065)	(75.023.919)	(44.214.314)	(42.079.544)
Otras ganancias (pérdidas)	31	1.985.822	87.829	93.816	32.970
Ingresos financieros	30	946.031	808.762	568.242	346.181
Costos financieros	30	(31.234.069)	(27.375.162)	(15.758.631)	(13.770.392)
Deterioro de valor de ganancias y reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) determinado de acuerdo con la NIIF 9	28	(5.014.468)	(3.270.548)	(3.257.880)	(2.430.598)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	30	(2.440.105)	6.400.775	(1.052.304)	981.442
Resultados por unidades de reajuste	30	(24.786.119)	(19.628.711)	(21.990.605)	(8.234.236)
Ganancia (pérdida), antes de impuestos		43.371.603	47.493.883	14.003.172	25.105.526
Gasto por impuestos a las ganancias	17	(9.761.542)	(12.775.125)	(2.640.587)	(7.767.792)
Ganancia (pérdida)		33.610.061	34.718.758	11.362.585	17.337.734
Ganancia (pérdida), atribuible a					
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	-	33.564.581	34.409.218	11.538.077	17.192.740
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	23	45.480	309.540	(175.492)	144.994
Ganancia (pérdida)		33.610.061	34.718.758	11.362.585	17.337.734

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Estados Consolidados Intermedios de Otros Resultados Integrales

Por los periodos de seis y tres meses terminados al 30 de junio de 2026 y 2025 (no auditados)

(En miles de pesos chilenos – M\$)

OTROS RESULTADOS INTEGRALES	Nota	01/01/2026 30/06/2026	01/01/2025 30/06/2025	01/04/2026 30/06/2026	01/04/2025 30/06/2025
		M\$	M\$	M\$	M\$
Ganancia (pérdida)		33.610.061	34.718.758	11.362.585	17.337.734
Otro resultado integral					
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos					
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	21	18.472	86.023	1.090.670	338.332
Otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos		18.472	86.023	1.090.670	338.332
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos					
Diferencias de cambio por conversión					
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos		2.184.392	(7.660.349)	356.215	(1.926.848)
Otro resultado integral, antes de impuestos, diferencias de cambio por conversión		2.184.392	(7.660.349)	356.215	(1.926.848)
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos		2.184.392	(7.660.349)	356.215	(1.926.848)
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		2.202.864	(7.574.326)	1.446.885	(1.588.516)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período					
Impuesto a las ganancias relativo a nuevas mediciones de planes de beneficios definidos de otro resultado integral	17	(4.987)	(23.226)	(294.481)	(91.349)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período		(4.987)	(23.226)	(294.481)	(91.349)
Otro resultado integral		2.197.877	(7.597.552)	1.152.404	(1.679.865)
Resultado integral		35.807.938	27.121.206	12.514.989	15.657.869
Resultado integral atribuible a					
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		35.808.557	26.695.330	12.654.133	15.459.422
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		(619)	425.876	(139.144)	198.447
Resultado integral		35.807.938	27.121.206	12.514.989	15.657.869

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Estados Consolidados Intermedios de Cambios en el Patrimonio Neto

Por los periodos terminados al 30 de junio de 2026 y 2025 (no auditados)

(En miles de pesos chilenos – M\$)

Estado de Cambio en el Patrimonio Neto	Capital emitido	Reserva de diferencias de cambio en conversiones	Reserva de coberturas de flujo de efectivo	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total al 30/06/2026
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Patrimonio previamente reportado	483.747.016	23.752.580	984	(1.351.274)	41.706.811	64.109.101	214.160.706	762.016.823	9.390.801	771.407.624
Incremento (disminución) del patrimonio por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Patrimonio al comienzo del periodo	483.747.016	23.752.580	984	(1.351.274)	41.706.811	64.109.101	214.160.706	762.016.823	9.390.801	771.407.624
Cambios en el patrimonio										
Resultado integral										
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	33.564.581	33.564.581	45.480	33.610.061
Otro resultado integral	-	2.230.530	-	13.446	-	2.243.976	-	2.243.976	(46.099)	2.197.877
Total Resultado integral	-	2.230.530	-	13.446	-	2.243.976	33.564.581	35.808.557	(619)	35.807.938
Dividendos (ver nota 23.1.5)	-	-	-	-	-	-	14.372.445	14.372.445	-	14.372.445
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	19.795	19.795
Otros Incrementos (disminuciones)	-	-	-	-	23.867	23.867	-	23.867	-	23.867
Total Cambios en el patrimonio	-	2.230.530	-	13.446	23.867	2.267.843	47.937.026	50.204.869	19.176	50.224.045
Patrimonio al final del periodo	483.747.016	25.983.110	984	(1.337.828)	41.730.678	66.376.944	262.097.732	812.221.692	9.409.977	821.631.669

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Estados Consolidados Intermedios de Cambios en el Patrimonio Neto

Por los periodos terminados al 30 de junio de 2026 y 2025 (no auditados)

(En miles de pesos chilenos – M\$)

Estado de Cambio en el Patrimonio Neto	Capital emitido	Reserva de diferencias de cambio en conversiones	Reserva de coberturas de flujo de efectivo	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total al 30/06/2025
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Patrimonio previamente reportado	483.747.016	39.616.976	984	(633.182)	41.732.175	80.716.953	145.473.773	709.937.742	8.936.165	718.873.907
Patrimonio al comienzo del periodo	483.747.016	39.616.976	984	(633.182)	41.732.175	80.716.953	145.473.773	709.937.742	8.936.165	718.873.907
Cambios en el patrimonio										
Resultado integral										
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	34.409.218	34.409.218	309.540	34.718.758
Otro resultado integral	-	(7.775.646)	-	61.758	-	(7.713.888)	-	(7.713.888)	116.336	(7.597.552)
Total Resultado integral	-	(7.775.646)	-	61.758	-	(7.713.888)	34.409.218	26.695.330	425.876	27.121.206
Dividendos (ver nota 23.1.5)	-	-	-	-	-	-	1.333.253	1.333.253	-	1.333.253
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	(210.683)	(210.683)
Total Cambios en el patrimonio	-	(7.775.646)	-	61.758	-	(7.713.888)	35.742.471	28.028.583	215.193	28.243.776
Patrimonio al final del periodo	483.747.016	31.841.330	984	(571.424)	41.732.175	73.003.065	181.216.244	737.966.325	9.151.358	747.117.683

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Estados Consolidados Intermedios de Flujos de Efectivo Método Directo

Por los períodos de seis meses terminados al 30 de junio de 2026 y 2025 (no auditados)

(En miles de pesos chilenos – M\$)

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO MÉTODO DIRECTO	Nota	30/06/2026 M\$	30/06/2025 M\$
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	-	652.214.117	650.482.718
Otros cobros por actividades de operación	-	1.262.779	1.237.905
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	-	(480.872.149)	(459.667.708)
Pagos a y por cuenta de los empleados	-	(54.793.752)	(48.594.215)
Otros pagos por actividades de operación	-	(12.295.515)	(16.889.860)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) operaciones		105.515.480	126.568.840
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados)	-	4.061	(6.216.926)
Otras entradas (salidas) de efectivo	-	(4.168)	1.090.292
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación		105.515.373	121.442.206
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Importes procedentes de ventas de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		2.483.316	-
Compras de propiedades, planta y equipo	-	(122.665.115)	(121.008.034)
Intereses recibidos	-	783.645	775.242
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados)		(28)	-
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(119.398.182)	(120.232.792)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de préstamos, clasificados como actividades de financiación	6	147.002.152	201.797.286
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		-	79.797.286
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		147.002.152	122.000.000
Préstamos de entidades relacionadas	6	143.039.450	91.203.796
Reembolsos de préstamos	6	(65.187.166)	(142.975.179)
Pagos de pasivos por arrendamientos	6	(3.075.161)	(1.394.229)
Pagos de préstamos de entidades relacionadas	6	(71.782.457)	(80.103.458)
Dividendos pagados	-	(170.949)	(267.298)
Intereses pagados	6	(39.563.319)	(36.020.814)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(896.783)	(419.663)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		109.365.767	31.820.441
Incremento (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	-	95.482.958	33.029.855
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	-	860.862	419.083
Incremento (disminución) de efectivo y equivalentes al efectivo		96.343.820	33.448.938
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del ejercicio	-	58.210.162	70.843.181
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	6	154.553.982	104.292.119

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

ÍNDICE

1. Información General y Descripción del Negocio	12
2. Resumen de Principales Políticas Contables Aplicadas	14
2.1. Principios contables	14
2.2. Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas	14
2.3. Bases de preparación	14
2.4. Bases de consolidación	14
2.5. Combinación de negocios	16
2.6. Moneda funcional	16
2.7. Bases de conversión moneda extranjera	17
2.8. Compensación de saldos y transacciones	18
2.9. Propiedades, planta y equipo	18
2.10. Activos intangibles	19
2.10.1. Plusvalía comprada	20
2.10.2. Servidumbres y Derechos de agua	20
2.10.3. Programas informáticos	20
2.10.4. Costos de investigación y desarrollo	20
2.11. Deterioro de activos no financieros	21
2.12. Arrendamientos	21
2.12.1. Sociedad actúa como arrendatario:	21
2.12.2. Sociedad actúa como arrendador:	22
2.13. Instrumentos financieros	22
2.13.1. Activos Financieros	23
2.13.2. Pasivos financieros	24
2.13.3. Efectivo y efectivo equivalentes	24
2.13.4. Instrumentos de patrimonio	24
2.14. Inventarios	25
2.15. Otros pasivos no financieros	25
2.15.1. Ingresos diferidos	25
2.15.2. Subvenciones estatales	25
2.15.3. Obras en construcción para terceros	25
2.16. Provisiones	26
2.17. Beneficios a los empleados	26
2.18. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes	26
2.19. Impuesto a las ganancias	27
2.20. Reconocimiento de ingresos y costos	27
2.21. Dividendos	29
2.22. Estado de flujos de efectivo	29
2.23. Reclasificaciones	30
2.24. Nuevos pronunciamientos contables	30
3. Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico	31
3.1. Generación eléctrica	31
3.2. Transmisión	32
3.3. Distribución	32
3.4. Marco regulatorio	33
3.4.1. Aspectos generales	33
3.4.2. Ley que regula el retiro de líneas aéreas y subterráneas de comunicaciones	34
3.4.3. Ley Perfeccionamiento del Proceso Tarifario de Distribución Eléctrica	34
3.4.4. Ley de estabilización transitoria de precios	34
3.4.5. Ley N° 21.304 sobre el suministro a clientes electrodependientes	34
3.4.6. Ley Servicios Básicos por Crisis Sanitaria – COVID19	35
3.4.7. Ley Servicios Sanitarios Rurales	35
3.4.8. Ley de Transición Energética	35
3.4.9. Ley de Reajuste al Sector Público	35

3.4.10. Ley de Sistemas Medianos	35
3.4.11. Ley de Emergencia Energética	36
3.4.12. Norma Técnica de Distribución	36
3.4.13. Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores	36
4. Política de Gestión de Riesgos	37
4.1. Riesgos financieros	37
4.1.1. Riesgo de Tipo de cambio	37
4.1.1.1. Análisis de Sensibilidad	38
4.1.2. Riesgo Inflacionario	38
4.1.2.1. Análisis de Sensibilidad	38
4.1.3. Tasa de interés	38
4.1.4. Riesgo de liquidez	39
4.1.5. Riesgo de crédito	39
5. Juicios contables críticos y estimaciones claves al aplicar las políticas contables de las Sociedades	40
6. Efectivo y Equivalentes al Efectivo	42
7. Deudores Comerciales y Otras Cuentas Por Cobrar	43
8. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas	48
8.1. Accionistas	48
8.2. Saldos y transacciones con entidades relacionadas	48
8.3. Directorio y personal clave de la gerencia	49
9. Inventarios	51
10. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes	52
11. Activos no corrientes mantenidos para la venta	52
12. Otros activos financieros no corrientes	53
13. Activos Intangibles Distintos de Plusvalía	53
14. Plusvalía	55
15. Propiedades, Planta y Equipo	55
16. Activos por Derechos de Uso y Obligaciones por Arrendamientos	57
17. Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos	60
17.1. Impuesto a la Renta	60
17.2. Impuestos Diferidos	61
18. Otros Pasivos Financieros corrientes y no corrientes	62
19. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	64
20. Instrumentos financieros	66
20.1. Instrumentos financieros por categoría	66
20.2. Valor Razonable de instrumentos financieros	67
21. Provisiones	68
21.1. Juicios y multas	68
21.2. Otras provisiones corrientes	68
21.3. Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	69
21.4. Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados	69
22. Otros activos y pasivos no financieros	71
23. Patrimonio	72
23.1. Patrimonio neto de la Sociedad	72
23.1.1. Capital suscrito y pagado	72
23.1.2. Dividendos	73
23.1.3. Otras reservas	73
23.1.4. Diferencias de conversión	74
23.1.5. Ganancias Acumuladas	74
23.2. Gestión de capital	75
23.3. Restricciones a la disposición de fondos	75
23.4. Patrimonio de participaciones no controladoras	75
24. Ingresos	76
25. Materias Primas y Consumibles Utilizados	78
26. Gastos por Beneficios a los Empleados	78
27. Gasto por Depreciación y Amortización	78
28. Pérdida por deterioro	78
29. Otros Gastos por Naturaleza	79
30. Resultados Financieros	79

31. Otras ganancias (pérdidas)	79
32. Segmentos de Negocio	80
33. Medio Ambiente	83
34. Garantías Comprometidas con Terceros	83
35. Cauciones Obtenidas de Terceros.....	83
36. Compromisos y Restricciones	83
37. Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo	95
38. Información Adicional sobre Deuda Financiera	97
39. Moneda Extranjera	100
40. Sanciones	102
41. Hechos Posteriores	102

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Notas a los Estados Financieros Consolidados Intermedios

Al 30 de junio de 2026 (no auditado) y 31 de diciembre de 2025

(En miles de pesos chilenos - M\$)

1. Información general y descripción del negocio

a) Información general

Inversiones Eléctricas del Sur S.A., en adelante la “Sociedad”, “Eléctricas” o el “Grupo”, fue constituida por escritura pública de fecha 10 de junio de 2008 con el nombre de Inversiones SF SpA, con el objeto de realizar toda clase de inversiones en toda clase de bienes muebles e inmuebles, como por ejemplo en acciones de sociedades anónimas, derechos en sociedades y la administración de estas inversiones y sus frutos.

La Sociedad es el vehículo a través del cual el fondo canadiense Ontario Teachers’ Pension Plan Board y el fondo canadiense Alberta Investment Management Corporation (AIMCo) controlan las empresas del Grupo Saesa. Los sectores en los que participa la Sociedad y sus filiales son distribución, transmisión, transformación, generación y comercialización de energía eléctrica.

La Sociedad se encuentra inscrita en el Registro de Valores con el número 1.016, y está sujeta a la fiscalización de la Comisión para el Mercado Financiero (CMF).

Las sociedades filiales directas inscritas en el Registro de Valores son: Sociedad Austral de Electricidad S.A. (en adelante “Saesa”), inscrita con el número 1.072 y Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (en adelante “Frontel”), inscrita con el número 1.073. La filial indirecta inscrita en el Registro de Valores es Sistema de Transmisión del Sur S.A. (en adelante “STS”), inscrita con el número 1.200.

Las filiales indirectas inscritas en el Registro de Entidades Informantes son: Compañía Eléctrica Osorno S.A. (en adelante “Luz Osorno”), inscrita con el número 116, Empresa Eléctrica de Aysén S.A. (en adelante “Edelaysen”), inscrita con el número 28, Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. (en adelante “SATT”), inscrita con el número 435. Con fecha 28 de junio de 2024 Sistema de Transmisión del Norte S.A. (en adelante “STN”) fue inscrita en la Comisión para el Mercado Financiero con el número 683.

Las sociedades filiales directas no inscritas son Saesa Innova Soluciones SpA, Saesa Gestión y Logística SpA, Sociedad de Transmisión Austral S.A. (en adelante “STA”), STA II S.A. (en adelante “STA II”), Sagesa Transmisión S.A. (en adelante “Sagesa S.A.”), Sagesa Generación S.A. (en adelante “Sagesa Gx”), Sociedad Generadora Austral S.A., (en adelante “SGA”), Sistema de Transmisión del Centro S.A. (en adelante “STC”), Línea de Transmisión Cabo Leones S.A. y Tolchén Transmisión SpA.

Disolución Saesa Gestión y Logística.

En sesión de directorio celebrada con fecha 13 de noviembre de 2024, el Directorio de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. acordó la disolución de la sociedad Saesa Gestión y Logística SpA, de la cual es el único accionista y administrador.

Para estos efectos, con fecha de 30 de noviembre de 2024 se solicitó el término de giro de esta sociedad ante el Servicio de Impuestos Internos.

Con fecha 26 de junio de 2025, el SII emitió el correspondiente certificado de término de giro, requisito necesario para proceder a la disolución civil de la sociedad.

Una vez obtenido dicho certificado, durante el mes de septiembre de 2025 se procedió a la suscripción de la escritura pública de disolución y liquidación de la sociedad, quedando formalizado dicho proceso.

b) Información del negocio

Las filiales Saesa, Frontel, Edelaysen y Luz Osorno distribuyen energía eléctrica en la zona sur del país, en el área comprendida entre las provincias de Concepción (Región del Bío Bío) y Villa O’Higgins (Región de Aysén).

La filial indirecta Sagesa es una empresa generadora que opera desde la Región del Biobío a la Región de Los Lagos. Básicamente, posee una central gas/diésel de 45 MW y varias centrales diésel con una potencia instalada de 109,5 MW. Parte de la energía generada por esta empresa se comercializa en el mercado spot del CEN-SEN a través de la filial SGA y sus ingresos corresponden a la venta de energía y potencia que se realiza en dicho mercado.

La filial indirecta Sagesa Tx es una empresa que mantiene activos de Transmisión y la participación en Cabo Leones.

La filial indirecta STS es una empresa cuya principal actividad es el transporte de energía a las generadoras con contrato de suministro con empresas distribuidoras de las regiones del Biobío, Araucanía, Los Ríos y Los Lagos; además, la prestación de servicios en todas las especialidades relacionadas con los sistemas eléctricos de transporte y transformación, tales como asesorías de diseño, construcción, mantenimiento y operación de sistemas.

La filial indirecta STN, cuyo giro principal es la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión o transporte de energía, opera un sistema de transmisión dedicada en la Región de Antofagasta cuyo propósito es abastecer los requerimientos de energía y potencia de una empresa minera y permitir la conexión de una central generadora (517 MW) al Sistema Eléctrico Nacional (SEN); también opera en el sistema de Transmisión Nacional. Como otros avances, se han incorporado nuevos servicios asociados a operación y control a través de tecnología, monitoreo desde aplicaciones y servicio de inspecciones por medio de drones.

La filial indirecta STC, tiene el mismo giro de STN. Esta Sociedad construyó el Proyecto Línea de Transmisión 2x220 kV San Fabián-Ancoa, la que será operada y administrada por STC una vez que ésta entre en funcionamiento. STC ha finalizado la construcción de la línea durante el segundo semestre del 2018 realizando su energización con fecha 25 de agosto de 2018 y posteriormente se procedió a informar al Coordinador Eléctrico Nacional ("CEN") que el Proyecto había comenzado su período de puesta en servicio. Este Proyecto tiene como importante cliente a Hidroeléctrica Ñuble SpA, la que evacuará su energía a través de esta línea conectando con el SEN (Sistema Eléctrico Nacional).

En el primer semestre de 2024, Eléctrica Puntilla comunicó al Mercado a través de un hecho esencial que el proyecto Central Ñuble de su filial Hidroeléctrica Ñuble SpA ("Hidroñuble") presenta un atraso importante, estimando su puesta en marcha para el segundo semestre del año 2029.

La filial indirecta Cabo Leones, también está en el sistema de Transmisión Dedicada, corresponde a una línea de doble circuito de 220 KV, ubicado en las comunas de Freirina y Vallenar, que tiene por finalidad evacuar la energía eléctrica y potencia de hasta tres proyectos eólicos en construcción, entró en operación en el mes de diciembre de 2017.

La filial indirecta SATT, actualmente opera algunos activos de Transmisión Nacional y Dedicada en las regiones de Antofagasta, Atacama y Toltén.

La filial indirecta Tolchén cuenta con una línea de transmisión dedicada de doble circuito de 33 km de largo con una capacidad de 233 MVA por circuito y que son utilizados por Parques Eólicos. El primer circuito se extiende desde la Subestación San Gabriel hasta la Subestación Mulchén y el segundo circuito se extiende desde la Subestación Tolpán Sur hasta la Subestación Mulchén. Ambos circuitos se encuentran ubicados en las comunas de Renaico y Mulchén, provincias de Malleco y Biobío, pertenecientes a las regiones de la Araucanía y Biobío respectivamente.

La filial INNOVA tiene por objetivo la compra, venta, arrendamiento y comercialización de productos eléctricos o vinculados al mundo eléctrico en general, además de una amplia gama de soluciones energéticas para el sector industrial, minero, empresarial y hogar.

La filial STA tiene por objeto realizar negocios relacionados principalmente con la transmisión de energía a través suyo o de otras empresas, así como realización y administración de inversiones. Las actividades de la Sociedad que conforman su objeto social podrán desarrollarse en el país o en el extranjero. Actualmente administra las inversiones de sus filiales STN, SATT, STC, Tolchén, STS y SAGESA Tx.

La filial STA II tiene por objeto realizar negocios relacionados con la generación y comercialización de energía a través suyo o de otras empresas. Actualmente administra las inversiones de sus filiales Sagesa Generación y SGA.

El domicilio legal de la Sociedad es Apoquindo 3885, 8° Piso, Santiago, y el domicilio comercial principal es Bulnes 441, Osorno.

Al 30 de junio de 2026 y 2025 los presentes Estados Financieros Consolidados Intermedios muestran un capital de trabajo negativo principalmente por los montos de cuentas de financiamientos con terceros y partes relacionadas. La Sociedad mantiene flujo de caja de las actividades operativas positivo, y monitorea sus proyecciones de flujo de efectivo de manera continua contando con el compromiso de sus partes relacionadas y matriz para financiar proyectos en curso cuando sea necesario. Por lo tanto, para lograr una visión más exacta de la posición financiera, capital de trabajo de la Sociedad, se deben analizar los Estados Financieros Consolidados Intermedios de la Matriz Inversiones Grupo Saesa Limitada. La Sociedad cuenta con el soporte económico y financiero de su Matriz.

2. Resumen de principales políticas contables aplicadas

2.1. Principios contables

Los presentes Estados Financieros Consolidados Intermedios, se presentan en miles de pesos chilenos y han sido preparados a partir de los registros de contabilidad mantenidos por la Sociedad y sus filiales. Los principios y criterios son aplicados uniformemente por todas las filiales.

Los Estados Financieros Consolidados Intermedios de la Sociedad y sus filiales terminados al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025, han sido preparados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (en adelante "IASB").

Estos Estados Financieros Consolidados Intermedios han sido aprobados por su Directorio en su sesión celebrada con fecha 9 de septiembre de 2026.

2.2. Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

La información contenida en estos Estados Financieros Consolidados Intermedios es responsabilidad de la Administración de la Sociedad.

La preparación de los presentes Estados Financieros Consolidados Intermedios requiere el uso de estimaciones y supuestos por parte de la Administración. Estas estimaciones están basadas en el mejor saber de la Administración sobre los montos reportados, eventos o acciones a la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados Intermedios. Sin embargo, es posible que acontecimientos en el futuro obliguen a modificarlas (al alza o a la baja) en próximos períodos, lo que se haría, conforme a lo establecido en NIC 8, de forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de estimación en los correspondientes Estados Financieros Consolidados Intermedios futuros. El detalle de las estimaciones y criterios contables significativos se detallan en la Nota 5.

2.3. Bases de preparación

Los Estados Financieros Consolidados Intermedios completos de la Sociedad y sus filiales han sido preparados de conformidad con NIC34, y siguiendo el principio de empresa en marcha mediante la aplicación del método de costo, con excepción, de acuerdo con NIIF, de aquellos activos y pasivos que se registran a valor razonable (notas 2.13 y 20.1).

2.4. Bases de consolidación

Los Estados Financieros Consolidados Intermedios incorporan los estados financieros de la Sociedad y de las entidades sobre las cuales ejerce control (sus filiales).

De conformidad con la NIIF 10 "Estados Financieros Consolidados", existe control cuando la Sociedad tiene:

- (a) poder sobre la inversión (es decir, posee derechos existentes que le dan la capacidad de dirigir las actividades relevantes de la sociedad participada, es decir, las actividades que afectan de forma significativa a los rendimientos de la participada);

- (b) exposición, o derecho, a rendimientos variables procedentes de su involucramiento en la participada; y
- (c) capacidad de utilizar su poder sobre la participada para influir en sus rendimientos.

Cuando la Sociedad tiene menos que la mayoría de los derechos a voto de una sociedad participada, tiene el poder sobre la sociedad participada cuando estos derechos a voto son suficientes para darle en la práctica la capacidad de dirigir las actividades relevantes de la sociedad participada unilateralmente. La Sociedad considera todos los hechos y circunstancias para evaluar si los derechos a voto en una participada son suficientes para darle el poder, incluyendo:

- (a) el número de los derechos de voto que mantiene la Sociedad en relación con el número y dispersión de los que mantienen otros tenedores de voto;
- (b) los derechos de voto potenciales mantenidos por la Sociedad, otros tenedores de voto u otras partes;
- (c) derechos que surgen de otros acuerdos contractuales; y
- (d) cualesquiera hechos y circunstancias adicionales que indiquen que la Sociedad tiene, o no tiene, la capacidad presente de dirigir las actividades relevantes en el momento en que esas decisiones necesiten tomarse, incluyendo los patrones de conducta de voto en reuniones de accionistas anteriores.

La Sociedad reevaluará si tiene o no control en una participada si los hechos y circunstancias indican que ha habido cambios en uno o más de los tres elementos de control mencionados anteriormente.

La consolidación de una filial comenzará desde la fecha en que la Sociedad obtiene el control de la participada y cesará cuando pierda el control sobre ésta. Específicamente, los ingresos y gastos de una filial adquirida o vendida durante el periodo se incluyen en el Estado Consolidado Intermedio de Resultados Integrales desde la fecha en que la Sociedad obtiene el control hasta la fecha en que la Sociedad deja de controlar la filial.

Si una filial utiliza políticas contables diferentes de las adoptadas en los Estados Financieros Consolidados Intermedios, para transacciones y otros sucesos similares en circunstancias parecidas, se realizarán los ajustes adecuados en los estados financieros de las filiales al elaborar los Estados Financieros Consolidados Intermedios para asegurar la conformidad con las políticas contables de la Sociedad.

La ganancia o pérdida de cada componente de otros resultados integrales son atribuidas a los propietarios de la Sociedad y a la participación no controladora, según corresponda. El total de resultados integrales es atribuido a los propietarios de la Sociedad y a las participaciones no controladoras aun cuando el resultado de la participación no controladora tenga un déficit de saldo.

Todos los activos y pasivos, patrimonio, ingresos, gastos y flujos de efectivo relacionados con transacciones entre las entidades de la Sociedad, son eliminados en la consolidación.

Las participaciones no controladoras en las filiales se identifican por separado del patrimonio de la Sociedad en dichas entidades. Esas participaciones de los accionistas no controladores que representan participaciones de propiedad actuales y que otorgan a sus titulares el derecho a una parte proporcional de los activos netos en caso de liquidación pueden medirse inicialmente al valor razonable o a la parte proporcional de las participaciones no controladores sobre el valor razonable de los activos netos identificables de la adquirida. La elección del método de medición se realiza caso por caso, para cada adquisición. Posteriormente a la adquisición, el importe en libros de las participaciones no controladoras corresponde al importe de esas participaciones en el reconocimiento inicial más la participación de los intereses no controladores en los cambios posteriores en el patrimonio.

Los cambios en la participación de la Sociedad en la propiedad de una subsidiaria que no resultan en la pérdida de control sobre la filial se contabilizan como transacciones de patrimonio. Los importes en libros de la participación de la Sociedad y las participaciones no controladoras son ajustados para reflejar el cambio en sus participaciones relativas en las filiales. Cualquier diferencia entre el importe por el cual las participaciones no controladoras son ajustadas y el valor razonable de la consideración pagada o recibida se reconoce directamente en patrimonio y se atribuye a los propietarios de la Sociedad.

El detalle de las sociedades filiales que han sido consolidadas en estos Estados Financieros Consolidados Intermedios se presenta a continuación:

RUT	Razón social	Nombre abreviado	País	Moneda funcional	% de Participación			
					30/06/2026			31/12/2025
					Directo	Indirecto	Total	Total
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAISEN	Chile	Peso Chileno	0,0000%	93,2373%	93,2373%	93,2373%
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	LUZ OSORNO	Chile	Peso Chileno	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	SGA	Chile	Dólar Estadounidense	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	STS	Chile	Peso Chileno	0,0000%	99,8600%	99,8600%	99,8600%
77.708.654-5	Sagesa Generación S.A.	SAGESA GX	Chile	Dólar Estadounidense	0,1000%	99,8987%	99,9987%	99,9987%
76.186.388-6	Sagesa S.A.	SAGESA TX	Chile	Peso Chileno	0,1000%	99,8987%	99,9987%	99,9987%
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Chile	Peso Chileno	99,9164%	0,0000%	99,9164%	99,9164%
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Chile	Peso Chileno	99,3737%	0,0000%	99,3737%	99,3737%
77.227.565-K	Saesa Innova Soluciones SpA	INNOVA	Chile	Peso Chileno	100,0000%	0,0000%	100,0000%	100,0000%
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	STN	Chile	Dólar Estadounidense	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
76.440.111-5	Sistema de Transmisión del Centro S.A.	STC	Chile	Dólar Estadounidense	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	SATT	Chile	Dólar Estadounidense	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
77.122.643-4	Sociedad de Transmisión Austral S.A.	STA	Chile	Dólar Estadounidense	99,9694%	0,0000%	99,9694%	99,9694%
76.429.813-6	Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	CABO LEONES	Chile	Dólar Estadounidense	0,0100%	99,9900%	100,0000%	100,0000%
76.389.448-7	Tolchén Transmisión SpA	TOLCHÉN	Chile	Dólar Estadounidense	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
77.729.726-0	STA II S.A.	STA II	Chile	Dólar Estadounidense	99,9694%	0,0000%	99,9694%	99,9694%

Conversión de Estados Financieros de Sociedades con moneda funcional distinta del peso chileno

La conversión indicada se realiza del siguiente modo:

- Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los Estados Financieros Consolidados Intermedios.
- Las partidas de resultados, utilizando el tipo de cambio promedio (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos de cambio existentes en las fechas de la transacción, en cuyo caso los ingresos y gastos se convierten en la fecha de las transacciones).
- Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los Estados Financieros Consolidados Intermedios se registran en el rubro “Reservas por conversión” dentro del Patrimonio Neto.

2.5. Combinación de negocios

Las combinaciones de negocios están contabilizadas usando el método de la adquisición, de conformidad con NIIF 3 “Combinaciones de Negocios”. Esto implica el reconocimiento, a la fecha de adquisición, de activos identificables adquiridos (incluyendo activos intangibles anteriormente no reconocidos) y pasivos asumidos (incluyendo pasivos contingentes y excluyendo reestructuraciones futuras) del negocio adquirido al valor razonable. Si estas combinaciones de negocios implican adquirir el control de una inversión en la cual la Sociedad tenía influencia significativa o control conjunto, dicha participación previa se registra al valor razonable reconociendo la diferencia entre su importe en libros y dicho valor razonable en el Estado de Resultado y Otros Resultado Integral, de conformidad con la NIIF 3.

2.6. Moneda funcional

La moneda funcional para cada entidad del Grupo se determinó como la moneda del ambiente económico principal en que funciona.

La moneda funcional de la Sociedad es el peso chileno. La moneda funcional de las filiales directas e indirectas se distribuye como sigue:

Sociedad	Nombre abreviado	Moneda funcional
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Peso Chileno
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	Peso Chileno
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	LUZ OSORNO	Peso Chileno
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Peso Chileno
Saesa Innova Soluciones SpA	INNOVA	Peso Chileno
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	STS	Peso Chileno
STA II S.A.	STA II	Dólar Estadounidense
Sagesa Generación S.A.	SAGESA GX	Dólar Estadounidense
Sociedad Generadora Austral S.A.	SGA	Dólar Estadounidense
Sociedad de Transmisión Austral S.A.	STA	Dólar Estadounidense
Sistema de Transmisión del Centro S.A.	STC	Dólar Estadounidense
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	SATT	Dólar Estadounidense
Sistema de Transmisión del Norte S.A.	STN	Dólar Estadounidense
Tolchén Transmisión SpA	TOLCHÉN	Dólar Estadounidense
Sagesa S.A.	SAGESA TX	Peso Chileno
Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	CABO LEONES	Dólar Estadounidense

Aquellas filiales con moneda funcional distinta a la de la Sociedad se convierten según lo indicado en la Nota 2.4.

2.7. Bases de conversión moneda extranjera

Las transacciones en una moneda distinta de la moneda funcional se consideran transacciones 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. Las diferencias entre el tipo de cambio contabilizado y el que está vigente a la fecha de cobro o pago se registran como diferencias de cambio en el Estado Consolidado Intermedio de Resultados Integrales.

Asimismo, al cierre de cada periodo, la conversión de los saldos a cobrar o a pagar en una moneda distinta de la funcional de cada Sociedad, se realiza al tipo de cambio de cierre.

Las diferencias de cambio originadas tanto en la liquidación de partidas monetarias como en la conversión de éstas al tipo de cambio de cierre se reconocen en el Estado Consolidado Intermedio de Resultados Integral, salvo cuando una Norma Internacional de Información Financiera requiera su reconocimiento en otro resultado integral o directamente en patrimonio.

Los activos y pasivos no monetarios medidos al costo histórico en moneda extranjera no se convierten posteriormente y permanecen registrados al tipo de cambio de la fecha de la transacción. Los activos y pasivos no monetarios medidos a valor razonable se convierten utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha en que se determinó dicho valor razonable.

Los activos y pasivos denominados en moneda extranjera o en unidades reajustables (Unidades de Fomento (UF)), son convertidos a los tipos de cambio a valores vigentes a la fecha de cierre de los Estados Financieros Consolidados Intermedios, según el siguiente detalle:

Moneda extranjera y reajutable	Nombre abreviado	30/06/2026	31/12/2025	30/06/2025
		\$	\$	\$
Dólar Estadounidense	USD	922,21	907,13	933,42
Unidad de Fomento	UF	40.820,31	39.727,96	39.267,07

2.8. Compensación de saldos y transacciones

Como norma general, en los Estados Financieros Consolidados Intermedios no se compensan ni los activos ni los pasivos, ni los ingresos ni los gastos, salvo aquellos casos en que la compensación sea requerida o esté permitida bajo NIIF y esta presentación sea el reflejo del fondo de la transacción.

2.9. Propiedades, planta y equipo

Los bienes de Propiedades, planta y equipo se registran inicialmente al costo de adquisición o construcción, incluyendo todos los desembolsos directamente atribuibles a la ubicación y puesta en condiciones de funcionamiento del activo para el uso previsto por la Administración. Posteriormente, estos activos se presentan a su costo menos la depreciación y pérdidas por deterioros acumuladas.

Adicionalmente al costo de adquisición o construcción de cada elemento, se incluye, en su caso, los siguientes conceptos:

- Los costos financieros devengados durante el periodo de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos calificados, de conformidad con la NIC 23 "Costos por Préstamos. Se consideran activos calificados aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso o venta, tales como: instalaciones de distribución, transmisión o generación eléctrica. Cuando exista financiamiento específico, la tasa de capitalización corresponderá al costo efectivo de dicho financiamiento o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la Sociedad o la matriz del Grupo.
- El monto activado y la tasa de capitalización son los siguientes:

Costos por préstamos capitalizados	30/06/2026	30/06/2025
	M\$	M\$
Costos por préstamos capitalizados (ver nota 29)	3.818.029	4.105.789
Tasa de capitalización de costos moneda funcional CLP	3,42%	3,61%
Tasa de capitalización de costos moneda funcional USD	3,00%	3,10%

- Costos de personal relacionados directamente con las obras en curso, ascendieron a M\$6.769.401 por el periodo terminado al 30 de junio de 2026 y a M\$5.362.567 por el periodo terminado al 30 de junio de 2025 (ver nota 2.11).
- Los desembolsos futuros a los que la Sociedad y sus filiales deberán hacer frente, en relación con la obligación de cierre de sus instalaciones, se incorporan al valor del activo por el valor actualizado, reconociendo contablemente la correspondiente provisión por cierre. La Sociedad y sus filiales revisan anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación.

Las obras en curso se traspasan a activos en operación 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 o mejoramiento sustancial de estructuras, instalaciones o equipos existentes corresponden a la sustitución o el mejoramiento de partes, pero sin reemplazar la totalidad del bien, y que tiene como resultado la ampliación de la vida útil, el incremento de la capacidad, la disminución de los costos operacionales o el incremento del valor a través de los beneficios que el bien puede aportar son incorporados como mayor costo del bien.

También se incluyen en estos costos aquellas exigencias de la autoridad o compromisos tomados por la Sociedad y sus filiales, que de no concretarse no permitirían el uso del activo.

Los componentes significativos de un elemento de propiedades, planta y equipo que tengan vidas útiles diferentes son registrados y depreciados en forma separada, de acuerdo con la NIC 16. Cuando un componente significativo es reemplazado, su importe en libros se da de baja y el costo del nuevo componente se incorpora al valor del activo, siempre que cumpla los criterios de reconocimiento.

Los costos posteriores (reemplazo de componentes, mejoras, ampliaciones o crecimientos) se incluyen en el valor del activo inicial únicamente cuando sea probable que generen beneficios económicos futuros y su costo pueda ser medido confiablemente.

El resto de las reparaciones y mantenciones que no cumplan con lo mencionado anteriormente se cargan en el Estado Consolidado Intermedio de Resultados Integrales del periodo en que se incurrir.

La depreciación es determinada, aplicando el método lineal, sobre el costo de los activos menos su valor residual, entendiéndose que los terrenos sobre los que se encuentran construidos los edificios y otras construcciones se consideran tienen una vida útil indefinida y que, por tanto, no son objeto de depreciación.

La Sociedad y sus filiales deprecian sus propiedades, planta y equipo desde el momento en que los bienes están en condiciones de uso.

Cuando el valor de un activo es superior a su importe recuperable estimado, su valor se reduce de forma inmediata hasta su importe recuperable, mediante reconocimiento de pérdidas por deterioro (Nota 28).

A continuación, se presentan los principales períodos de vida útil utilizados para la depreciación de los activos:

Propiedades, planta y equipo	Intervalo de años de vida útil estimada
Edificios	40 - 80
Plantas y equipos:	
Líneas y redes	30 - 44
Transformadores	44
Medidores	20 - 40
Subestaciones	20 - 60
Sistema de generación	25 - 50
Equipamiento de tecnologías de la información:	
Hardware	5
Instalaciones fijas y accesorios:	
Muebles y equipos de oficina	10
Vehículos	7
Otros equipos y herramientas	10

Para la explotación del sistema eléctrico de distribución, las sociedades tienen concesiones de distribución de electricidad que son otorgadas por la Autoridad Reguladora Chilena y no tienen fecha de expiración, por lo que se consideran de carácter indefinido. Por su parte, los activos asociados a dichas concesiones son depreciados de acuerdo con su naturaleza y vida útil.

2.10. Activos intangibles

2.10.2. Plusvalía comprada

La plusvalía se mide como el exceso de la suma de la contraprestación transferida, el importe de cualquier interés no controlador en la adquirida y el valor razonable de la participación accionaria previamente mantenida por el adquirente en la adquirida (si la hubiera), sobre el valor neto a la fecha de adquisición de los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos. Si, tras una reevaluación, el valor neto a la fecha de adquisición de los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos excede la suma de la contraprestación transferida, el importe de cualquier interés no controlador en la adquirida y el valor razonable de la participación previamente mantenida por el adquirente en la adquirida (si la hubiera), el exceso se reconoce inmediatamente en el Estado Consolidado Intermedio de resultados como una ganancia por compra ventajosa.

La plusvalía no se amortiza, pero se revisa para detectar deterioro al menos una vez al año. Para efectos de la prueba de deterioro, la plusvalía se asigna a cada una de las unidades generadoras de efectivo del grupo (o grupos de unidades generadoras de efectivo) que se espera se beneficien de las sinergias de la combinación. Las unidades generadoras de efectivo a las que se ha asignado la plusvalía se someten a pruebas de deterioro anualmente, o con mayor frecuencia si existe algún indicio de que la unidad podría estar deteriorada. Si el importe recuperable de la unidad generadora de efectivo es inferior al importe en libros de la unidad, la pérdida por deterioro se asigna primero para reducir el importe en libros de cualquier plusvalía asignada a la unidad y luego al resto de los activos de la unidad de manera proporcional al importe en libros de cada activo en la unidad. Una pérdida por deterioro reconocida en la plusvalía no se revierte en periodos posteriores (Nota 2.11).

En la enajenación de una unidad generadora de efectivo, el importe atribuible de la plusvalía se incluye en la determinación de la ganancia o pérdida en la enajenación.

2.10.3. Servidumbres y derechos de agua

Estos activos intangibles corresponden a servidumbres de paso y se reconocen inicialmente a su costo de adquisición. Los activos con vida útil definida se amortizan sistemáticamente durante su vida útil estimada, mientras que los activos con vida útil indefinida no se amortizan. Todos los activos están sujetos a pruebas de deterioro según corresponda.

2.10.4. Programas informáticos

Estos activos intangibles corresponden a aplicaciones informáticas y su reconocimiento contable se realiza inicialmente a su costo de adquisición y, posteriormente, se valorizan a su costo menos las amortizaciones y pérdidas por deterioro, que en su caso hayan experimentado. Estos activos se amortizan en su vida útil que varía entre cuatro y seis años.

2.10.5. Costos de investigación y desarrollo

Los costos de investigación se reconocen como un gasto en el periodo en que se incurren. Los costos incurridos en proyectos de desarrollo se reconocen como activo intangible cuando se cumplen los criterios de reconocimiento:

- Técnicamente, es posible completar la producción del activo intangible de forma que pueda estar disponible para su utilización o su venta;
- La administración tiene intención de completar el activo intangible en cuestión, para usarlo o venderlo;
- Existe la capacidad para utilizar o vender el activo intangible;
- Es posible demostrar la forma en que el activo intangible vaya a generar probables beneficios económicos en el futuro;
- Existe disponibilidad de los adecuados recursos técnicos, financieros o de otro tipo, para completar el desarrollo y para utilizar o vender el activo intangible; y
- Es posible valorar, de forma fiable, el desembolso atribuible al activo intangible durante su desarrollo.

Otros costos de desarrollo se reconocen como gasto cuando se incurre en ellos. Los costos de desarrollo previamente reconocidos como un costo en resultado no se reconocen como un activo en un ejercicio o periodo posterior.

La Sociedad y sus filiales se encuentran trabajando en la búsqueda de soluciones tecnológicas que le permitan entre otras una interacción remota con sus clientes y equipos de la red a modo de facilitar la gestión energética, calidad del servicio y productos entregados a sus usuarios, además de otros proyectos de ERNC de generación híbrida en Sistemas Aislados. La sociedad y sus filiales no ha registrado gastos de investigación y desarrollo, de haberlos se contabilizan con cargo al Estado Consolidado Intermedio de Resultados Integrales.

Respecto a los proyectos descritos anteriormente, la Sociedad y sus filiales no han registrado gastos de investigación, de haberlos se contabilizan con cargo al Estado Consolidado Intermedio de Resultados Integrales.

2.11. Deterioro de activos no financieros

En cada fecha de presentación, la Sociedad revisa los valores en libros de su propiedad, planta y equipo y activos intangibles de vida útil definida para determinar si existe algún indicio de que dichos activos hayan sufrido una pérdida por deterioro. Si existe tal indicio, se estima el importe recuperable del activo para determinar el alcance de la pérdida por deterioro (si la hubiere). Cuando el activo no genera flujos de efectivo independientes de otros activos, la Sociedad estima el importe recuperable de la unidad generadora de efectivo a la que pertenece el activo. Cuando se puede identificar una base de asignación razonable y consistente, los activos corporativos también se asignan a unidades generadoras de efectivo individuales o, de lo contrario, se asignan al grupo más pequeño de unidades generadoras de efectivo para el cual se puede identificar una base de asignación razonable y consistente.

La plusvalía y los activos intangibles con una vida útil indefinida se someten a pruebas de deterioro al menos una vez al año y siempre que exista un indicio al final del año sobre el que se informa que el activo puede estar deteriorado.

El importe recuperable es el mayor entre el valor razonable menos los costos de disposición y el valor en uso. Al evaluar el valor en uso, los flujos de efectivo futuros estimados se descuentan a su valor presente utilizando una tasa de descuento antes de impuestos que refleja las evaluaciones actuales del mercado del valor del dinero en el tiempo y los riesgos específicos del activo para los cuales las estimaciones de flujos de efectivo futuros no hayan sido ajustadas.

Si se estima que el importe recuperable de un activo (o unidad generadora de efectivo) es menor que su valor libro, el valor libro del activo (o unidad generadora de efectivo) se reduce a su importe recuperable. Una pérdida por deterioro se reconoce inmediatamente en resultados.

Cuando una pérdida por deterioro se reversa posteriormente (como resultado de cualquier evento definido en la NIC 36), el valor libro del activo (o unidad generadora de efectivo) se incrementa a la estimación revisada de su importe recuperable, pero de manera que el valor libro incrementado no exceda el valor libro que se habría determinado si no se hubiera reconocido una pérdida por deterioro para el activo (o unidad generadora de efectivo) en periodos anteriores. Un reverso de una pérdida por deterioro se reconoce inmediatamente en resultados en la medida en que elimina la pérdida por deterioro previamente reconocida para el activo en periodos anteriores.

La Sociedad y sus filiales, en base al resultado de las pruebas de deterioro anuales, considera que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos, y estima que a la fecha de emisión de estos Estados Financieros Consolidados Intermedios no ha habido cambios relevantes que hagan presumir que exista algún indicador de deterioro.

2.12. Arrendamientos

2.12.1. Sociedad actúa como arrendatario:

Para determinar si un contrato es, o contiene, un arrendamiento, la Sociedad y sus filiales analizan 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.

La evaluación de si un contrato contiene un arrendamiento se realiza al inicio del contrato y se revisa únicamente cuando existe una modificación contractual o un cambio en los hechos y circunstancias que afecte la evaluación inicial, conforme a NIIF 16 “Arrendamientos”.

Al comienzo del arrendamiento se registra en el Estado Consolidado Intermedio de Situación Financiera un activo por el derecho de uso y un pasivo por arrendamiento.

La Sociedad y sus filiales reconocen 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; 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 pérdidas por deterioro.

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.

El pasivo por arrendamiento se mide inicialmente al valor presente de los pagos por arrendamiento, descontados a la tasa incremental por préstamos de la Sociedad, si la tasa de interés implícita en el arrendamiento no pudiera determinarse fácilmente. 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; iv) precio de ejercicio de una opción de compra; y v) penalizaciones por término del arriendo.

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, en el importe de los pagos o en la evaluación de una opción de comprar o cambio en los importes a pagar). El gasto por intereses se reconoce como gasto y se distribuye entre los ejercicios que constituyen el período de arrendamiento, de forma que se aplica 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.

2.12.2. Sociedad actúa como arrendador:

Cuando la Sociedad y sus filiales actúan como arrendador, clasifican 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 Sociedad y sus filiales reconoce en su Estado Consolidado Intermedio 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.

2.13. Instrumentos financieros

Los activos y los pasivos financieros se reconocen en el Estado Consolidado Intermedio de Situación Financiera de la Sociedad y sus filiales cuando éste pasa a ser parte de las disposiciones contractuales del instrumento.

Los activos y pasivos financieros se miden inicialmente a valor razonable, excepto en el caso de las cuentas por cobrar comerciales que no tienen un componente de financiación significativo y se miden al precio de transacción (Ver nota 24). Los costos de la transacción directamente atribuibles a la adquisición o emisión de activos y pasivos financieros (distintos de los activos y pasivos financieros a valor razonable a través de resultados) se suman o se deducen del valor razonable de los activos o pasivos financieros, según proceda, en el reconocimiento inicial.

Los costos de transacción directamente atribuibles a la adquisición de activos o pasivos financieros a valor razonable a través de ganancias o pérdidas se reconocen inmediatamente en el Estado Consolidado Intermedio de Resultados Integrales.

2.13.1. Activos Financieros

Todas las compras o ventas regulares de activos financieros son reconocidas y dadas de baja en base a una fecha comercial. Las compras o ventas regulares son compras o ventas de activos financieros que requieren la entrega de activos dentro del plazo establecido por la regulación o convención en el mercado.

Todos los activos financieros reconocidos se miden posteriormente en su totalidad, ya sea al costo amortizado o al valor razonable, dependiendo de la clasificación de los activos financieros.

a) Clasificación y medición inicial de los activos financieros.

Los criterios de clasificación y medición corresponden a los siguientes:

i. Instrumento de deuda a costo amortizado:

- El activo financiero se mantiene dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo es mantener activos financieros para recaudar flujos de efectivo contractuales; y
- Las condiciones contractuales del activo financiero dan lugar en fechas específicas a flujos de efectivo que son únicamente pagos de capital e intereses sobre el monto principal pendiente.

ii. Instrumento de deuda a valor razonable con cambios en Otros Resultados Integrales (VRCCORI):

- El activo financiero se mantiene dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo se logra tanto recogiendo flujos de efectivo contractuales como vendiendo los activos financieros; y
- Las condiciones contractuales del activo financiero dan lugar en fechas específicas a flujos de efectivo que son únicamente pagos de capital e intereses sobre el importe principal pendiente.

iii. Valor razonable con cambios en Resultados (VCRCCRI):

Por defecto, todos los demás activos financieros se miden posteriormente a valor razonable con cambios en Resultados (VCRCCRI).

- El Grupo puede elegir irrevocablemente presentar cambios posteriores en el valor razonable de una inversión en acciones en el Estado Intermedio de Otros Resultados Integrales si se cumplen ciertos criterios; y
- El Grupo puede designar irrevocablemente una inversión de deuda que cumpla con los criterios de costo amortizado o VRCCORI medidos en VCRCCRI si al hacerlo se elimina o reduce significativamente un ajuste contable.

b) Medición posterior de los activos financieros

Los activos financieros se miden después de su adquisición basándose en su clasificación de la siguiente manera:

- i. En el caso de los activos financieros inicialmente reconocidos a costo amortizado, se miden utilizando el método de la tasa de interés efectiva, que une las futuras recaudaciones de efectivo estimadas durante la vida esperada del activo financiero.
- ii. Los activos financieros reconocidos a valor razonable con cambios en otros ingresos integrales se miden posteriormente a valor razonable. Los ingresos por intereses se calculan utilizando el método de la tasa de interés efectiva, las ganancias y pérdidas por diferencias de tipo de cambio y el deterioro se reconocen en el Estado Consolidado Intermedio de Resultados Integrales. Otras ganancias y pérdidas netas se reconocen en el Estado Consolidado Intermedio de Resultados Integrales. Al dar de baja estos activos, las ganancias y pérdidas acumuladas en el Estado Consolidado Intermedio de Otros Resultados Integrales se reclasifican a los resultados del periodo.

- iii. En relación con los activos financieros inicialmente reconocidos a valor razonable con cambios en resultados integrales, estos se miden posteriormente a valor razonable. Las ganancias o pérdidas netas, incluidos los intereses o los ingresos por dividendos, se reconocen en el resultado del periodo. Estos activos financieros se mantienen para su negociación y se adquieren con el fin de venderlos a corto plazo. Los activos financieros de esta categoría se clasifican como otros activos financieros corrientes.

c) Deterioro de activos financieros

Para las cuentas por cobrar comerciales, la Sociedad y sus filiales han aplicado el enfoque simplificado para medir la pérdida esperada de crédito (ECL).

Cuando hay información confiable que indica que la contraparte se encuentra en graves dificultades financieras y no hay perspectivas realistas de recuperación, por ejemplo, cuando la contraparte se ha puesto en liquidación o ha iniciado un procedimiento de quiebra, o en el caso de cuentas por cobrar comerciales, cuando los montos se hayan considerado incobrables, se registrará un castigo. Antes del castigo, se han ejecutado todos los medios prudenciales de cobro.

Los deudores comerciales son usuarios de los sistemas de transmisión y clientes por distribución asociados a las filiales de distribución de energía.

2.13.2. Pasivos financieros

Los pasivos financieros se clasifican como (i) a costo amortizado o (ii) a valor razonable con cambios en Resultados Integrales.

La clasificación de los pasivos financieros depende de la naturaleza del instrumento y de los términos contractuales asociados, de acuerdo con los criterios establecidos en NIIF 9 "Instrumentos Financieros".

El Grupo mantiene los siguientes pasivos financieros en su Estado Consolidado Intermedio de Situación Financiera, clasificados como se describe a continuación:

a) Cuentas por pagar comerciales:

Las obligaciones con los proveedores se reconocen inicialmente a su valor razonable, siendo éste el valor a pagar, y posteriormente se valoran a costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

b) Obligaciones con bancos e instituciones financieras:

Las obligaciones con los bancos y las instituciones financieras se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costos incurridos en la transacción.

Posteriormente, se valoran a costo amortizado. Cualquier diferencia entre los fondos obtenidos (neto de los costos necesarios para obtenerlos) y el valor de reembolso se reconoce en el Estado Consolidado Intermedio de Resultados Integrales a lo largo de la vida de la deuda de acuerdo con el método de la tasa de interés efectiva.

2.13.3. Efectivo y efectivo equivalentes

Bajo este rubro del Estado Consolidado Intermedio de Situación Financiera se registra el efectivo en saldos en bancos, caja y otras inversiones a corto plazo de alta liquidez que son rápidamente convertibles en caja, con vencimiento de hasta tres meses y que tienen un bajo riesgo de cambios de su valor. En el Estado Consolidado Intermedio de Situación Financiera, los sobregiros bancarios, de haberlos se clasifican en el pasivo corriente.

2.13.4. Instrumentos de patrimonio

Un instrumento de patrimonio es cualquier contrato que ponga de manifiesto una participación residual en los activos de una entidad una vez deducidos todos sus pasivos. Los instrumentos de patrimonio emitidos por la Sociedad se registran al monto de la contraprestación recibida, netos los costos directos de emisión. Actualmente la Sociedad sólo tiene emitidas acciones ordinarias serie A y serie B.

2.14. Inventarios

Los inventarios se presentan al menor entre el costo y el valor neto realizable. El costo comprende los materiales directos y, cuando corresponde, los costos de mano de obra directa y aquellos gastos generales que se hayan incurrido para llevar los inventarios a su ubicación y condición actuales. El costo se calcula utilizando el método de costo promedio ponderado. El valor neto realizable representa el precio estimado de venta menos todos los costos estimados de terminación y los costos estimados necesarios para efectuar la venta.

2.15. Otros pasivos no financieros

2.15.1. Ingresos diferidos

En este rubro se incluyen, fundamentalmente, emisiones de documentos o pagos recibidos de clientes por servicios, que según contrato estipulan pagos anticipados. Estos montos se registran como ingresos diferidos en el pasivo del Estado Consolidado Intermedio de Situación Financiera y se imputan a resultados en el rubro “Ingresos de actividades ordinarias” del Estado Consolidado Intermedio de Resultados Integrales en la medida que se devenga el servicio.

En el rubro “Otros pasivos No financieros No corrientes”, se ha incluido el pago anticipado por contratos de peajes de largo plazo con terceros, por el uso de activos de transmisión zonal, que las filiales de la Sociedad deben construir. Una vez finalizada la construcción del activo e iniciado el servicio de peajes, comienza el reconocimiento del respectivo ingreso en los resultados de la Sociedad, con cargo al pasivo por ingreso diferido, en proporción al servicio prestado durante el plazo de duración del contrato.

2.15.2. Subvenciones estatales

Las subvenciones gubernamentales se reconocen por su valor razonable cuando hay una seguridad razonable de que la subvención se cobrará y la Sociedad y filiales cumplirán con todas las condiciones establecidas.

Las subvenciones estatales relacionadas con activos se deducen del valor libro, al cual se ha contabilizado el activo correspondiente y se reconocen en el Estado Consolidado Intermedio de Resultados Integrales durante la vida útil del activo depreciable como un menor cargo por depreciación.

2.15.3. Obras en construcción para terceros

Las obras en construcción para terceros corresponden a obras eléctricas que construye la entidad y son facturadas y/o cobradas por anticipado a terceros, distintos de subvenciones gubernamentales. Estas generan al inicio un pasivo y una cuenta por cobrar equivalente. En la medida que se avanza en la construcción de la obra se disminuye el pasivo correspondiente hasta el término de la construcción. La utilidad es reconocida en proporción al grado de avance.

La Sociedad y sus filiales miden el grado de avance diferenciando según el presupuesto total de la obra (entre mayores o menores a los M\$50.000, en el caso de la filial INNOVA, M\$25.000). Para trabajos bajo este monto el grado de avance se determina en relación al costo incurrido en el proyecto, por sobre este monto, el avance se medirá de acuerdo a informes técnicos de avance.

Se consideran transacciones similares aquellas obras sobre M\$50.000 por reunir las siguientes características:

- Proyectos de recambio masivo de luminarias en sistema de alumbrado público, licitados a través de Mercado Público, cuyo financiamiento puede provenir tanto del Ministerio de Energía, Gobierno Regional o la Agencia Chilena de Eficiencia Energética (ACHEE).
- Proyectos relacionados con eficiencia energética, principalmente sistemas fotovoltaicos, licitados a través de mercado público también con financiamiento del ministerio de energía o gobierno regional.
- Proyectos a clientes (preferentemente constructoras) relacionadas con electrificación de loteos tanto aéreos como subterráneos.

2.16. Provisiones

Las provisiones se reconocen cuando la Sociedad y sus filiales tienen una obligación presente (legal o implícita) como resultado de un hecho pasado, es probable que deban liquidar dicha obligación y puede hacerse una estimación fiable del importe de la obligación.

El importe reconocido como provisión es la mejor estimación del desembolso necesario para liquidar la obligación presente en la fecha de reporte, considerando los riesgos e incertidumbres asociados a la obligación. Cuando una provisión se mide utilizando los flujos de efectivo estimados para liquidar la obligación presente, su importe en libros corresponde al valor presente de dichos flujos de efectivo (cuando el efecto del valor temporal del dinero es significativo).

Cuando se espera que algunos o todos los beneficios económicos necesarios para liquidar una provisión sean recuperados de un tercero, se reconoce un derecho a cobrar como activo si es prácticamente cierto que se recibirá el reembolso y si el importe puede medirse de manera fiable.

2.17. Beneficios a los empleados

- Beneficios a los empleados a corto plazo, y otros beneficios de largo plazo

Se reconoce un pasivo por los beneficios devengados por los empleados en concepto de sueldos y salarios, vacaciones anuales y licencias por enfermedad en el ejercicio en que se presta el servicio correspondiente, por el importe no descontado de los beneficios que se espera pagar a cambio de dicho servicio.

Los pasivos reconocidos en relación con los beneficios a corto plazo para empleados se miden al importe no descontado de los beneficios que se espera pagar a cambio del servicio correspondiente.

Los pasivos reconocidos en relación con otros beneficios a largo plazo para empleados se miden al valor presente de los flujos de efectivo futuros estimados que se espera desembolsar por parte del grupo en relación con los servicios prestados por los empleados hasta la fecha de reporte.

- Indemnizaciones por años de servicio

Las condiciones de empleo estipulan el pago de una indemnización por años de servicio cuando un contrato de trabajo llega a su fin. Esto corresponde al pago de una proporción del sueldo base (0,9) multiplicada por cada año de servicio, siempre y cuando el trabajador tenga más de 10 años de antigüedad.

Para los planes de retiro de beneficio definido, el costo de proporcionar los beneficios se determina utilizando el método de la unidad de crédito proyectada, con valoraciones actuariales realizadas al final de cada período anual de reporte. Las revaluaciones, que comprenden las ganancias y pérdidas actuariales, se reconocen inmediatamente en el Estado Consolidado Intermedio de Situación Financiera con un cargo o abono en otro resultado integral en el período en que ocurren. Las revaluaciones reconocidas en otro resultado integral no se reclasifican posteriormente.

La Sociedad y sus filiales utilizan supuestos para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Dicha expectativa, al igual que los supuestos, son establecidos en conjunto con un actuario externo. Estos supuestos incluyen una tasa de descuento (nominal) de 5,54% anual al 30 de junio de 2026 y 5,37% anual al 31 de diciembre de 2025, los aumentos esperados en las remuneraciones y permanencia futura, entre otros.

El importe total de los pasivos actuariales devengados al cierre del año se presenta en el rubro Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados.

2.18. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

En el Estado Consolidado Intermedio de Situación Financiera adjunto, los saldos se clasifican en función de sus vencimientos, es decir, como corrientes aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses, y como no corrientes los de vencimiento superior a dicho período.

En el caso que existieran obligaciones cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero cuyo refinanciamiento a largo plazo esté asegurado a discreción de la Sociedad y de sus filiales, mediante contratos de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, se podrían clasificar como pasivos no corrientes.

2.19. Impuesto a las ganancias

Impuesto a las ganancias

El impuesto corriente a pagar se basa en la utilidad tributaria del periodo. La utilidad tributaria difiere de la utilidad neta reportada en el Estado de resultados, ya que excluye partidas de ingresos o gastos que son gravables o deducibles en otros periodos y también excluye partidas que nunca son gravables o deducibles. La obligación de la Sociedad por impuesto corriente a las ganancias se calcula utilizando las tasas impositivas que hayan sido promulgadas o sustancialmente promulgadas al final del período de reporte.

Se reconoce una provisión para aquellos asuntos cuya determinación fiscal es incierta, pero se considera probable que habrá una salida futura de fondos hacia una autoridad fiscal. Las provisiones se miden por la mejor estimación del importe que se espera pagar. La evaluación se basa en el juicio de los expertos tributarios de la Sociedad y sus filiales, respaldado por la experiencia previa en este tipo de asuntos y, en ciertos casos, por asesoría tributaria independiente especializada.

Impuestos diferidos

El impuesto diferido es el impuesto que se espera pagar o recuperar por las diferencias entre los valores en libros de los activos y pasivos en los estados financieros y sus bases tributarias correspondientes utilizadas para determinar la utilidad tributaria, y se contabiliza utilizando el método del pasivo. Generalmente, se reconocen pasivos por impuestos diferidos por todas las diferencias temporarias imponibles, y se reconocen activos por impuestos diferidos en la medida en que sea probable que existan utilidades tributarias futuras contra las cuales puedan utilizarse dichas diferencias temporarias deducibles. Estos activos y pasivos no se reconocen si la diferencia temporaria surge del reconocimiento inicial (excepto en una combinación de negocios o en transacciones que generan diferencias temporarias imponibles y deducibles iguales) de otros activos y pasivos en una transacción que no afecta ni la utilidad tributaria ni la utilidad contable. Además, no se reconoce un pasivo por impuesto diferido si la diferencia temporaria surge del reconocimiento inicial de una plusvalía.

El importe en libros de los activos por impuestos diferidos se revisa en cada fecha de reporte y se reduce en la medida en que ya no sea probable que existan suficientes utilidades tributarias futuras que permitan recuperar total o parcialmente dicho activo.

La medición de los pasivos y activos por impuestos diferidos refleja las consecuencias fiscales que se derivarían de la forma en que la Sociedad y sus filiales esperan, al final del período de reporte, recuperar o liquidar el importe en libros de sus activos y pasivos.

La Sociedad se encuentra bajo el “Régimen Parcialmente Integrado”, y su tasa del impuesto a la renta de la primera categoría es 27%.

2.20. Reconocimiento de ingresos y costos

La Sociedad y sus filiales consideran como ingresos de la explotación, además de los servicios facturados en el periodo, una estimación por los servicios suministrados pendientes de facturación al término del periodo. Asimismo, los costos asociados a dichos ingresos han sido debidamente incluidos como costos de explotación.

La sociedad y sus filiales reconocen ingresos de las siguientes fuentes principales:

- Venta de energía
- Transmisión
- Generación y Comercialización
- Ingresos por venta al detalle de productos y servicios
- Ingresos por construcción de obras a terceros

- Ingresos por intereses

La Sociedad y sus filiales reconocen los ingresos 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.

(i) Venta de Energía:

Los contratos de la Sociedad y sus filiales con clientes para la venta de energía incluyen una obligación de desempeño, por lo que el ingreso por ventas de electricidad se registra en base a la energía suministrada sea que esta se encuentre facturada o estimada a la fecha de los presentes Estados Financieros Consolidados Intermedios.

Los ingresos por venta de energía son reconocidos a lo largo del tiempo.

(ii) Transmisión:

Los ingresos por servicios de transmisión regulada se registran en base a la valoración de las instalaciones (VATT), de acuerdo a lo establecido en los decretos de valorización y adjudicación. Los ingresos por servicios de Transmisión dedicada se obtienen a partir de lo convenido en los contratos privados de transporte celebrados entre este tipo de usuarios y el propietario de éstas, y normalmente su precio se establece mediante el cálculo del AVI + COMA determinado de mutuo acuerdo entre las partes.

(iii) Generación y Comercialización:

Los ingresos provenientes de las ventas de energía eléctrica y potencia se reconocen a lo largo del tiempo, debido a que la obligación de desempeño se satisface de manera continua a medida que ocurre la entrega física del suministro. El control se transfiere simultáneamente con el consumo del cliente. Por lo tanto, los ingresos del período comprenden tanto la energía efectivamente facturada como las estimaciones del suministro entregado y no facturado a la fecha de corte, reflejando el valor de la contraprestación a la cual la Sociedad tiene derecho.

(iv) Ingresos por venta al detalle de productos y servicios:

Los ingresos por venta de productos de hogar, materiales y equipos son reconocidos cuando los riesgos y beneficios significativos de los bienes han sido traspasados al comprador, la obligación de desempeño se satisface cuando se ha traspasado el control del bien al cliente. El traspaso del bien para la venta de productos ocurre en el punto de venta, donde el cliente obtiene físicamente el bien y momento donde también ocurre la facturación. Los ingresos por venta al detalle de productos y servicios son reconocidos en un punto del tiempo.

Los ingresos son medidos al valor razonable del pago recibido, excluyendo descuentos, rebajas e impuestos a la venta.

(v) Ingresos por construcción de obras a terceros: (se reconocen y se miden según lo indicado en Nota 2.15.3).

Los ingresos por la construcción de obras a terceros corresponden a obras eléctricas que construye la entidad y son facturadas y/o cobradas por anticipado a terceros, distintos de subvenciones gubernamentales. Estas generan al inicio un pasivo y una cuenta por cobrar equivalente. En la medida que se avanza en la construcción de la obra se disminuye el pasivo correspondiente hasta el término de la construcción. Los ingresos por construcción de obras a terceros son reconocidos a lo largo del tiempo.

(vi) Ingresos por intereses:

Los ingresos por intereses se contabilizan considerando la tasa de interés efectiva aplicable al principal pendiente de amortizar durante el periodo de devengo correspondiente. Los ingresos por intereses son reconocidos a lo largo del tiempo.

La Sociedad y sus filiales, determinan 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 Sociedad espera, al comienzo del contrato, que el período transcurrido entre el pago y la transferencia de bienes o servicios al cliente es de un año o menos.

Dado que la Sociedad 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 transacción asignado a las obligaciones de desempeño no satisfechas (o parcialmente no satisfechas) al final del periodo sobre el que se informa.

2.21. Dividendos

La distribución de dividendos a los accionistas se reconoce como un pasivo en base devengada al cierre de cada periodo en los Estados Financieros Consolidados Intermedios de la Sociedad en función de la política de dividendos acordada por la Junta o los estatutos, que a la fecha corresponde a lo menos al mínimo obligatorio establecido en el artículo N°79 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas. La Junta de Accionistas es soberana de cambiar el valor indicado, lo que no necesariamente aplica para los próximos periodos.

Para el cálculo de la utilidad líquida distribuable la Sociedad no aplicará ajustes al ítem “Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora” del Estado Consolidado Intermedio de Resultados Integrales. Dado lo anterior se tomarán como base los valores de dicho ítem, menos las pérdidas acumuladas, si existieran, y sobre este resultado se deducirán los dividendos distribuidos y que se distribuyan con cargo al resultado del periodo. Los ajustes de primera adopción a NIIF, no formarán parte de este cálculo en la medida que no se realicen.

2.22. Estado de flujos de efectivo

El Estado Consolidado Intermedio de Flujos de Efectivo recoge los movimientos de efectivo y efectivo equivalente realizados durante el periodo, determinados por el método directo. En estos Estados Consolidados Intermedios de Flujos de Efectivo se utilizan las siguientes expresiones:

- **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 de la Sociedad y sus filiales, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiamiento.
- **Actividades de inversión:** Son las actividades relacionadas con la adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.
- **Actividades de financiamiento:** Son las actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio neto y de los pasivos de carácter financiero.

2.23. Reclasificaciones

Para efectos comparativos, se han efectuado ciertas reclasificaciones las cuales no han modificado patrimonio ni resultado integral informado por la Sociedad anteriormente, principalmente relacionado a partidas de balance, realizados al 31 de diciembre de 2025. Las que se detallan a continuación:

Rubro Anterior	Nueva presentación	M\$
ACTIVOS CORRIENTES	ACTIVOS NO CORRIENTES	
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	Cuentas por cobrar no corrientes	(4.421.984)

2.24. Nuevos pronunciamientos contables

a) Las siguientes Enmiendas a NIIF han sido adoptadas en estos Estados Financieros Consolidados Intermedios:

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
Modificaciones a la Clasificación y Medición de Instrumentos Financieros (enmiendas a NIIF 9 y NIIF 7)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2026
Mejoras Anuales a las Normas IFRS, Volumen 11 (enmiendas a NIIF 1, NIIF 7, NIIF 9, NIIF 10 y NIC 7)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2026
Contratos de electricidad dependientes de la naturaleza (enmiendas a NIIF 9 y NIIF 7)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2026

La aplicación de estas Enmiendas no ha tenido un efecto significativo en los montos reportados en estos Estados Financieros Consolidados Intermedios, sin embargo, podrían afectar la contabilización de futuras transacciones o acuerdos.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva aún no vigentes:

A la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados intermedios, los siguientes pronunciamientos habían sido emitidos por el IASB, pero no eran de aplicación obligatoria.

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
NIIF 18, Presentación e Información a Revelar en los Estados Financieros	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2027
NIIF 19, Subsidiarias Sin Obligación Pública de Rendir Cuentas: Información a Revelar	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2027
NIIF 20, Activos Regulatorios y Pasivos Regulatorios	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2029
Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
Conversión a una Moneda de Presentación Hiperinflacionaria (enmiendas a NIC 21)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2027
Revelaciones de Incertidumbres en los Estados Financieros (Ejemplos Ilustrativos)	Sin fecha de aplicación obligatoria
Enmiendas a las Revelaciones de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (enmiendas a NIIF 52)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2027
Enmiendas a la Opción de Valor Razonable de Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos (enmiendas a NIC 28)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2027

La Administración ha efectuado una evaluación preliminar de los efectos potenciales de NIIF 18 “Presentación e Información a Revelar en los Estados Financieros” y NIIF 20 “Activos Regulatorios y Pasivos Regulatorios”. A la fecha, se espera que NIIF 18 genere principalmente cambios en la presentación y revelación de la información financiera, sin impactos significativos en el reconocimiento o medición de activos, pasivos, ingresos o gastos. Respecto de NIIF 20, el Grupo se encuentra evaluando los efectos que la norma podría tener sobre determinados saldos asociados a mecanismos regulatorios aplicables a sus negocios de distribución y transmisión eléctrica. La evaluación se encuentra en desarrollo y, por tanto, no es posible cuantificar de manera razonable los impactos potenciales a la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados intermedios. El Grupo continuará monitoreando estos efectos y desarrollando las adecuaciones necesarias en procesos, controles y sistemas para su implementación.

3. Regulación sectorial y funcionamiento del sistema eléctrico

El sector eléctrico chileno contempla las actividades de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, las que son desarrolladas por el sector privado, cumpliendo el Estado una función reguladora, fiscalizadora y subsidiaria. Lo anterior se traduce en que las empresas tienen capacidad de decisión respecto de sus inversiones, la comercialización de sus servicios y la operación de sus instalaciones, siendo, por tanto, responsables de la calidad del servicio otorgado en cada segmento, según lo estipule el marco regulatorio del sector.

En sistemas con una capacidad instalada igual o superior a 200 MW los actores del sector eléctrico operan coordinadamente, y dicha coordinación está a cargo del Coordinador Eléctrico Nacional (“CEN”).

En Chile, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) cubre la zona entre Arica y Chiloé. Por otro lado, existen varios sistemas medianos (SSMM) operados por empresas integradas verticalmente, (entre ellas las filiales SAESA y Edelaysen), cuya capacidad instalada de generación es inferior a los 200 MW, pero superior a los 1.500 KW, y que atienden consumos en las regiones de Los Lagos, Aysén y Magallanes.

3.1. Generación eléctrica

La generación eléctrica es una actividad caracterizada por la libre participación y no obligatoriedad de obtener concesiones, salvo para la construcción y operación de centrales hidroeléctricas.

En el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), existen tres mercados principales que se diferencian, tanto en el tipo de clientes como en el tipo de tarifa aplicable a cada uno.

- a) **Mercado de los clientes libres:** Corresponde a aquellos clientes con potencia instalada superior a 5 MW, los que pactan su tarifa libremente con el generador. Los clientes entre 300 kW y 5 MW pueden optar pertenecer al mercado de clientes libres o regulados y, no pueden cambiarse de régimen tarifario durante cuatro años.
- b) **Mercado mayorista:** Segmento en el que participan las generadoras al realizar transacciones entre ellas, ya sea por medio de contratos o ventas a costo marginal.
- c) **Mercado de las empresas distribuidoras:** Pertenecen a este segmento todas las transferencias de energía entre empresas generadoras y distribuidoras para abastecer a clientes sujetos a regulación de precios (en adelante los “clientes regulados”). De esta manera, las distribuidoras se convierten en clientes de las generadoras.

El precio al que se realizan estas últimas transacciones se obtiene de licitaciones abiertas, transparentes y no discriminatorias, el que se establece por un período máximo de contrato de 20 años. Los precios de compraventa de electricidad de las licitaciones se establecen a nivel de barras nacionales.

Durante el año 2025 se realizaron dos licitaciones de suministro que resultaron adjudicadas exitosamente, ambas a Enel Generación Chile:

- 2025/01: La primera de mediano plazo que busca abastecer el período 2027-2030.
- 2025/02: La primera de corto plazo que busca abastecer déficits de suministro del año 2026.

Independiente del mercado final al que abastezca un generador, las transferencias que se hacen entre los generadores participantes del sistema, se realizan al valor de costo marginal horario de éste. El encargado de realizar estos cálculos es la Gerencia de Mercados del CEN.

Respecto de los Sistemas Medianos, operados por empresas integradas verticalmente, ellos no presentan condiciones de competencia en el mercado de la generación, razón por la cual sus costos de generación y transmisión son determinados en el marco de un Proceso Tarifario realizado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) cada cuatro años. En la actualidad, la operación y explotación de los SSMM de Aysén, Palena, General Carrera y Puerto Cisnes, están en manos de la filial EDELAYSEN, y los de Hornopirén y Cochamó están en manos de la filial SAESA.

El proceso de tarificación de Sistemas Medianos para el período noviembre 2022 – octubre 2026 concluyó en octubre del 2025 con la publicación en el Diario Oficial de los Decretos Tarifarios del Ministerio de Energía (MEN), con vigencia retroactiva desde noviembre 2022, que además incluían por primera vez al Sistema Mediano de Puerto Cisnes. Adicionalmente, a fines del 2025 se dio inicio al proceso de tarificación correspondiente al período noviembre 2026 - octubre 2030, el cual está en curso.

3.2. Transmisión

Los sistemas de transmisión se califican en tres grupos principales: Transmisión Nacional, Transmisión Zonal y Transmisión Dedicada, siendo los dos primeros de acceso abierto y con tarifas reguladas.

En el caso de la transmisión dedicada, no se puede negar el acceso en caso de que exista capacidad técnica disponible, y los cargos por transporte se rigen por contratos privados entre las partes, a excepción de aquellos destinados al suministro de usuarios sometidos a regulación de precios, en cuyo caso los cargos son regulados.

La información para definir los peajes es pública en todos los casos. El sistema de cobro de las empresas transmisoras es la suma de un ingreso tarifario más un cargo a los usuarios finales. Este sistema permite a las compañías propietarias de las instalaciones de transmisión recuperar y remunerar sus inversiones en activos de transmisión y recaudar los costos eficientes asociados a la operación de dichos activos. El valor de transmisión puede ser regulado por la Autoridad Regulatoria, determinado en Licitaciones Públicas, o por contratos privados entre las partes.

En septiembre 2025, la CNE finalizó el proceso de homologación de las instalaciones cuya puesta en servicio fue entre los años 2020 y 2023, cuyos valores deberán fijarse mediante Decretos Tarifarios emitidos por el MEN. En este proceso, se valorizaron las instalaciones tomando como referencia los precios, recargos y costos de operación y mantenimiento contenidos en el Decreto MEN 7T del 2022. En enero 2026 se publicaron los decretos MEN 26T y 27T con los cuales se concluye el proceso de homologación.

Adicionalmente, se encuentra en desarrollo el proceso de valorización de instalaciones con vigencia entre los años 2024 a 2027. Al 30 de junio, se está a la espera de los informes preliminares de los consultores que realizan los estudios de Transmisión Nacional y Transmisión Zonal y Dedicado. Una vez terminado los estudios, la CNE deberá emitir su Informe Técnico, para ser observado y ser sujeto de discrepancias ante el Panel de Expertos, luego de los cuales se dará origen al respectivo Decreto Tarifario.

3.3. Distribución

De acuerdo a la legislación, se considera distribución a todas las redes eléctricas con un voltaje máximo de 23 kV.

Las compañías dedicadas a la distribución eléctrica operan bajo el sistema de concesiones, que definen los territorios en los cuales cada compañía se obliga a servir a los clientes regulados bajo un régimen de tarifa máxima, conjugado con un modelo de empresa eficiente, fijada por la autoridad regulatoria. Dadas las barreras de entrada de la actividad, principalmente debido a las fuertes economías de densidad, las empresas distribuidoras operan con características de monopolio natural.

Cada cuatro años, la CNE fija el Valor Agregado de Distribución (VAD), así como sus fórmulas de indexación, en base a un proceso de clasificación de cada una de las empresas en Áreas Típicas utilizando criterios económicos, tales como densidad de población, densidad de consumo y costos por unidad de potencia distribuida. Se simula una Empresa Modelo por cada Área Típica, considerando fundamentalmente estándares operacionales y que basan en las características de una Empresa de Referencia. Está en curso el proceso tarifario del cuatrienio 2024-2028, a la espera de que la CNE publique el Informe Técnico Corregido, en función de las observaciones realizadas por las empresas al Informe Técnico Preliminar a fines de febrero del 2026.

Con ocasión de cada proceso tarifario del VAD, la CNE debe actualizar los precios de Servicios Asociados a la distribución (SSAA) y las fórmulas tarifarias para el cálculo de Peajes de Distribución. Respecto de los Peajes, en septiembre de 2025 la CNE emitió su Informe Técnico (IT) y posteriormente, a principios de junio del 2026, CNE publicó una nueva versión corregida del IT. Una vez resuelta la instancia de discrepancias ante el Panel de Expertos, este IT servirá como insumo para que el MEN dicte el Decreto Tarifario respectivo, que deberá ser visado por la Contraloría General de la República, antes de su publicación en el Diario Oficial.

Respecto de los SSAA, en octubre de 2024 la CNE publicó el Informe Técnico de precios a partir del cual las empresas presentaron discrepancias ante el Panel de Expertos y que fueran resueltas el 31 de marzo de 2025. Posteriormente, a principios de julio de 2025, la CNE publicó su Informe Técnico recogiendo el dictamen del Panel. Finalmente, el 10 de abril de 2026 se publicó en el Diario Oficial el Decreto N° 2T de 2026, del Ministerio de Energía, que Fija Precios de Servicios No Consistentes en Suministros de Energía Asociados a la Distribución Eléctrica.

Todo cliente, tanto regulado como libre, debe pagar el valor agregado de distribución (VAD) por el uso de las redes.

La distribuidora puede tener los siguientes tipos de servicios:

a) Ventas a Clientes Regulados

Las tarifas que las empresas distribuidoras aplican a los clientes regulados se componen de un precio de nudo, cargo por Transmisión y el VAD.

El Precio de Nudo refleja el costo medio de compra de energía y potencia a las empresas generadoras adjudicatarias de licitaciones de suministro eléctrico. Dicho precio es determinado semestralmente, en enero y julio de cada año, mediante la publicación en el Diario Oficial del Decreto de Precio de Nudo Promedio. El último Decreto de Precio de Nudo Promedio fue publicado en el Diario Oficial con fecha 20 de enero de 2026 y corresponde al primer semestre de 2026. Con fecha 5 de junio de 2026, la CNE publicó el Informe Técnico Definitivo rectificado, para la fijación del precio de nudo promedio del segundo semestre de 2026, se está a la espera de su publicación en Diario Oficial, una vez sea tomado de razón por parte de la Contraloría General de la República.

Los cargos de transmisión los calcula la CNE en base al valor de los activos de transmisión y una demanda proyectada.

Finalmente, la tarifa incluye el VAD, que refleja el costo de capital de los activos de distribución de una empresa modelo, los costos variables de administración, mantenimiento y operación eficientes, los costos fijos por facturación y atención de clientes, y las pérdidas eficientes.

b) Ventas a Clientes Libres o cobro de peaje

La tarifa cobrada a este tipo de clientes es fijada entre su correspondiente suministrador (que puede ser o no la distribuidora) y el cliente, de acuerdo con condiciones de mercado que incluye el pago por el uso de las redes de distribución a las que se conecten (VAD).

c) Otros Servicios Asociados a la Distribución

Adicionalmente, las empresas distribuidoras reciben ingresos por los servicios asociados al suministro de electricidad o que se presten en mérito de la calidad de concesionario de servicio público ("SSAA"), entre los que se incluyen el arriendo de medidores, y apoyo en poste a empresas de telecomunicaciones como algunos de los más relevantes. Las tarifas por este tipo de servicios son fijadas cada 4 años, se determinan con ocasión de cada nuevo proceso tarifario de VAD.

3.4. Marco regulatorio

3.4.1. Aspectos generales

La industria eléctrica nacional se encuentra regulada desde 1982, principalmente por el Decreto con Fuerza de Ley N°1/82, llamada Ley General Sobre Servicios Eléctricos (LGSE), y la reglamentación orgánica de dicha Ley. La LGSE establece el marco general para la prestación del servicio eléctrico, incluyendo la generación, transmisión, distribución y comercialización. Las regulaciones buscan garantizar la seguridad, eficiencia, continuidad y universalidad del servicio eléctrico, así como promover el desarrollo sustentable del sector y la incorporación de energías limpias.

Desde su publicación se han realizado múltiples modificaciones a la Ley que tuvieron un positivo impacto en el sector incentivando el nivel de inversión y regulando el proceso de obtención de contratos de compra de energía por parte de las distribuidoras para satisfacer el consumo. A continuación, se listan las últimas modificaciones realizadas.

3.4.2. Ley que regula el retiro de líneas aéreas y subterráneas de comunicaciones

El 20 de agosto de 2019 se publicó la Ley N°21.172, modificando la Ley General de Telecomunicaciones. En ella, regula el retiro de líneas aéreas y subterráneas cuando caigan en desuso, estableciendo un tiempo máximo de retiro. En caso de que no lo hagan en plazo, el municipio es responsable de ello, sancionando a la empresa propietaria. Después de años de tramitación, en marzo de 2025 se publicó el Reglamento que permite hacer operativa esta Ley, según Decreto N°176 del 2023, del Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones, que aprueba plan de gestión y mantención de líneas aéreas y subterráneas de telecomunicaciones, que obligará a las empresas de distribución a mantener un catastro actualizado por el uso de sus redes para el tendido de redes de telecomunicaciones.

3.4.3. Ley Perfeccionamiento del proceso tarifario de distribución eléctrica

La Ley N° 21.194-19 del Ministerio de Energía, publicada en el Diario Oficial el 21/12/2019 generó cambios en el marco regulatorio principalmente en el proceso tarifario de distribución, que se encuentra actualmente en desarrollo para el proceso de cálculo del VAD para el cuatrienio 2024-2028.

Mediante Resolución Exenta CNE N°176/2020 y sus modificaciones posteriores, se determinó el sentido y alcance de la obligación de las empresas concesionarias de servicio público de distribución de tener Giro Exclusivo de distribución energía eléctrica, que fuera impuesto en la Ley N°21.194.

De acuerdo con la Ley y la Resolución, las concesionarias de servicio público de distribución que operan en el SEN deben constituirse como sociedades de Giro Exclusivo de distribución y sólo pueden ejercer actividades económicas destinadas a prestar el servicio público de distribución. La Sociedad ya tiene implementadas estas exigencias.

Las exigencias de Giro Exclusivo permiten realizar otros servicios regulados en SSMM, como generación y transmisión, manteniendo un sistema de contabilidad independiente. Por ello, la generación y distribución en los SSMM se mantienen bajo el RUT de la filial EDELAYSEN y/o SAESA, según corresponda.

3.4.4. Ley de estabilización transitoria de precios

Producto de la publicación de la Ley N°21.185 el 02/11/2019 que crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas, los precios que las distribuidoras pueden traspasar a sus clientes regulados corresponden a los contenidos en el decreto MEN 20T/2018 de enero 2019, denominado Precio Estabilizado a Cliente Regulado (PEC). Este valor se ajusta por IPC a contar del segundo semestre de 2021 y permanece como techo hasta el 2025, siempre que el saldo a pagar a los generadores no supere los 1.350 millones de dólares. Sin embargo, en junio 2022 se superó el monto del saldo, debiendo entonces traspasarse a cliente final la totalidad de los precios contratados.

Para evitar alzas bruscas a cliente final, se publicó la Ley N°21.472 el 02/08/2022 que crea un Fondo de Estabilización de Tarifas (FET), cofinanciado por aportes del Ministerio de Hacienda y un cargo aplicado a los clientes, diferenciado por nivel de consumo según 3 tramos, y cuya implementación inició en diciembre de 2022.

Con fecha 30 de abril de 2024 se publicó la Ley N°21.667 que modifica diversos cuerpos legales relacionados con la Estabilización Tarifaria del sector eléctrico, permitiendo la implementación del descongelamiento de tarifas de suministro y distribución que se mantenían desde fines del 2019. Adicionalmente, incorpora un subsidio a un grupo de clientes vulnerables, diferencia los precios en 2 tramos de consumo, establece un alza paulatina de los precios según el grupo de consumo e incorpora un nuevo cargo, incluido en el precio de la energía, para pagar los saldos pendientes con los generadores.

3.4.5. Ley N° 21.304 sobre el suministro a clientes electrodependientes

Publicada el 12/01/2021 en el Diario Oficial, sobre suministro de electricidad para personas electrodependientes. Establece la necesidad de asegurarles suministro continuo y el descuento del consumo de los equipos a los que se conecten de forma continua o transitoria y que requieren para compensar la pérdida de una función fundamental del cuerpo y sin la cual estarían en riesgo vital o de secuela funcional severa grave.

Con fecha 09/05/2022 el MEN publicó Reglamento de la Ley, mediante el Decreto Supremo N°65, con las disposiciones más específicas sobre la creación e inscripción en el registro para acceder a los beneficios y las obligaciones de parte de las empresas distribuidoras.

Asimismo, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) ha establecido, mediante diversos instructivos, condiciones y obligaciones más específicas para la atención de clientes electrodependientes.

3.4.6. Ley servicios básicos por crisis sanitaria – COVID19

Con fecha 5 de agosto de 2020 se promulgó la Ley N°21.249 que dispone, de manera excepcional, las medidas que indica en favor de los usuarios finales de servicios sanitarios, electricidad y gas de red. En ella, se estableció que, durante los 90 días siguientes a su publicación, las empresas proveedoras de dichos servicios no podían cortar el suministro por mora a los usuarios que la propia norma indica, que se consideraron para estos efectos como vulnerables.

Además, se estableció que las deudas que contraigan dichos usuarios con las empresas entre el 18 de marzo de 2020 hasta los 90 días posteriores a la publicación de la Ley se prorrateen en un número de cuotas mensuales iguales y sucesivas que determine el cliente, hasta un máximo de 12, y el comienzo de su cobro se postergó hasta la primera facturación que ocurra una vez que hayan transcurrido los 90 días, sin multas, intereses ni gastos asociados.

La Ley N°21.249 fue modificada por la Ley N°21.340, publicada el 22 de mayo de 2021, que extendió los beneficios hasta el 31 de diciembre de 2021 y aumentó la cantidad de cuotas para prorratear deudas hasta 48.

Con fecha 11 de febrero de 2022 fue publicada en el Diario Oficial la Ley N°21.423, que reguló el prorrateo y pago de deudas por servicios de agua potable y electricidad generados durante la pandemia COVID-19, y estableció subsidios a clientes vulnerables. Esta ley prorrateó en 48 cuotas sin interés y con un límite de 15% de la facturación promedio la deuda contraída durante el período de pandemia (marzo 2020 a diciembre 2021). La cuota ha sido cubierta por un subsidio del Gobierno y la deuda no cubierta por las cuotas se deberá extinguir. El 23 de junio de ese mismo año se publicó la Resolución MEN N°130/2022, que aprobó el procedimiento para el pago de los subsidios. El mecanismo comenzó a operar en agosto 2022 y se espera culminar a principios del 2026 (nota 7).

Respecto de la deuda no cubierta por las cuotas, de acuerdo al Convenio firmado entre cada distribuidora y el MEN, existe una parte no renunciada que la Autoridad deberá reconocer e incluir en los futuros Procesos Tarifarios de VAD, a saber, el del cuatrienio 2024-2028, en curso.

3.4.7. Ley servicios sanitarios rurales

Con fecha 19 de febrero de 2024 se promulgó la Ley N°21.657 que modifica la Ley Eléctrica en materia de Servicios Sanitarios Rurales (SSR). Esta Ley elimina el cobro de potencia a los SSR, reduciendo significativamente su costo del suministro de electricidad. El menor costo de cobro a los SSR será asumido por los demás clientes del SEN.

3.4.8. Ley de transición energética

Publicada a fines del año 2024, la Ley N°21.721 agiliza la realización de obras de expansión necesarias y urgentes para el sistema eléctrico, hace más eficientes los procesos de licitación, entrega mecanismos de revisión del valor de inversión (VI) de las Obras de Ampliación.

3.4.9. Ley de reajuste al sector público

Publicada el 05 de febrero del 2026, la Ley N°21.806 que otorga un reajuste general de remuneraciones a las y los trabajadores del Sector Público, concede aguinaldos que señala, concede otros beneficios que indica y modifica diversos cuerpos legales, dentro de los cuales se encuentra la LGSE. Al respecto, se introducen nuevas exigencias a las empresas distribuidoras en materias relacionadas con los electrodependientes y la atención comercial presencial.

3.4.10. Ley de sistemas medianos

Publicada el 13 de febrero del 2026, la Ley N°21.804 que perfecciona los Sistemas Medianos en la LGSE. Tiene por finalidad el optimizar la planificación, operación y fijación de precios en los SSMM, cuya implementación debe iniciar y desarrollarse principalmente durante el 2026.

3.4.11. Ley de emergencia energética

Publicada el 26 de marzo del 2026, la Ley N°21.811 que adopta medidas transitorias para contener el precio del kerosene doméstico en el contexto de la emergencia energética internacional, y otras medidas que indica, afectando niveles de precios del petróleo.

3.4.12. Norma técnica de distribución

Con fecha 18 de diciembre de 2017, se publicó la Norma técnica de calidad de servicio en distribución (NTCS-Dx), la que establece estándares más exigentes de duración y frecuencia de las interrupciones de suministro, niveles de calidad comercial, de calidad de producto y sistemas de medición, monitoreo y control (SMMC). No obstante, estos estándares son exigibles de forma gradual a medida que sus costos se reflejen en las tarifas de distribución. Así, a partir de fines de septiembre de 2018, producto de la publicación del decreto tarifario MEN 5T/2018, se da inicio al período de implementación gradual de las exigencias establecidas en la nueva Norma Técnica.

Dentro de los nuevos estándares, la Norma Técnica define la exigencia de instalar medición inteligente a los clientes finales. Producto de un rechazo de la opinión pública al cambio del medidor y su costo asociado, el Ministerio de Energía anunció (29/04/19) que el cambio a la medición inteligente sería voluntario y que lo cobrado hasta la fecha en la tarifa por este concepto sería devuelto por la empresa. A contar del 26 de agosto de 2019 comenzó la devolución de los montos involucrados.

Durante el 2026 estará en curso un proceso de actualización de la NTCS-Dx publicada en abril 2024 mediante RE CNE N°210-24, que perfeccionó algunos puntos de la norma publicada originalmente el 2017 y modificada el 2019.

3.4.13. Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores

La industria eléctrica nacional está regulada fundamentalmente por organismos estatales, dentro de los que destacan la Comisión Nacional de Energía, el Ministerio de Energía y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, cuyas funciones corresponden a labores de tipo fiscalizadora, reguladora y coordinadora.

- a) **Comisión Nacional de Energía ("CNE"):** Se encarga fundamentalmente del buen funcionamiento y desarrollo del sector energético nacional. Específicamente, la CNE es responsable de diseñar las normas del sector y del cálculo de las tarifas. Adicionalmente, actúa como ente técnico e informa al Panel de Expertos cuando se presentan discrepancias entre los miembros del CEN o cuando se presentan diferencias en los procesos de fijación de precios, entre otras materias.
- b) **Superintendencia de Electricidad y Combustibles ("SEC"):** Organismo descentralizado, encargado de fiscalizar y vigilar el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas relativas a generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad. Adicionalmente, es quien otorga concesiones provisionales y verifica la calidad de los servicios prestados.
- c) **Ministerio de Energía:** Institución creada a partir del año 2010 a cargo de fijar los precios de nudo, peajes de transmisión y transmisión zonal y tarifas de distribución. Además, otorga las concesiones definitivas, previo informe de la SEC. El objetivo general del Ministerio de Energía es elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, velar por su cumplimiento y asesorar al Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía.
- d) **Coordinador Eléctrico Nacional ("CEN"):** Institución creada en la Ley de Transmisión, tiene las siguientes funciones:
 - Preservar la seguridad del servicio;
 - Garantizar la operación a mínimo costo del conjunto de las instalaciones que conforman el sistema;
 - Garantizar el acceso a las instalaciones de transmisión para abastecer los suministros de los clientes finales (distribuidoras o clientes libres).

4. Política de Gestión de Riesgos

La política de gestión de riesgo está orientada a la protección de la Sociedad, sus filiales, sus empleados y su entorno ante situaciones que los puedan afectar negativamente, a través de un Modelo de Gestión Integral de Riesgos alineado con normativas internacionales para la integración de la gestión de riesgos. Esta gestión está liderada por la Alta Administración de la Sociedad, y se realiza tanto a nivel general como para cada uno de los sectores en que participa, considerando las particularidades de cada uno.

Para lograr los objetivos, la gestión de riesgos se basa en cubrir todas aquellas exposiciones significativas, siempre y cuando existan instrumentos adecuados y el costo sea razonable.

A continuación, se especifican los riesgos financieros identificados por la Gerencia de Administración y Finanzas del Grupo, para los cuales se han establecido políticas específicas de gestión y mitigación.

4.1. Riesgos financieros

Los riesgos financieros se refieren a la posibilidad de que existan eventos que puedan traer consecuencias negativas. En línea con lo anterior, la Sociedad ha definido una estructura de gestión del riesgo financiero, cuyo proceso está basado en la identificación, análisis, cuantificación, medición y control de cada evento que pudiera impactar los resultados financieros de la compañía.

Los flujos de la Sociedad y sus filiales son generados principalmente por su participación en el negocio eléctrico, con un perfil estable y de largo plazo.

4.1.1. Riesgo de Tipo de cambio

La Sociedad podría verse afectada por las fluctuaciones de monedas dado que las transacciones realizadas están denominadas en dólares estadounidenses y pesos chilenos.

La Sociedad realiza una revisión periódica de sus activos y pasivos financieros y el impacto potencial de las variaciones en el tipo de cambio. Si el impacto pudiera ser significativo, la Sociedad puede contratar derivados para reducir los efectos de estos impactos en línea con su estrategia de cobertura.

Debido a la naturaleza del negocio, la Sociedad y sus filiales realizan operaciones en moneda distinta de su moneda funcional y corresponden principalmente a pagos por la compra de materiales o insumos asociados a proyectos del sistema eléctrico que son comercializados en mercados extranjeros, normalmente en dólares estadounidenses. En caso de que estas operaciones, así como operaciones de financiamiento u otros flujos de caja importantes puedan afectar los resultados de la Sociedad y sus filiales, se evalúa la contratación de instrumentos derivados con el fin de realizar la cobertura en algunos de estos casos.

Aquellas filiales que mantienen su moneda funcional peso están expuestas a variaciones de tipo de cambio de dólar estadounidense a través de sus ingresos, dada la indexación en esta moneda para su tarificación mensual.

Adicionalmente, estas filiales están expuestas a variaciones de tipo de cambio en ciertos egresos en moneda extranjera, principalmente dólar estadounidense.

Al 30 de junio de 2026, la Sociedad y sus filiales no mantienen instrumentos derivados.

4.1.1.1. Análisis de Sensibilidad

A continuación, se muestra un cuadro comparativo para los periodos junio 2026 y 2025 y el análisis de sensibilidad con el impacto en resultados por las cuentas monetarias de balances en moneda distinta de su moneda funcional (dólar estadounidense), de Sagesa S.A., SGA, STN, STC, SATT y Cabo Leones S.A., ante una variación positiva o negativa de \$10 en el tipo de cambio:

Sociedad	Nombre abreviado	Situación de balance	Sensibilidad Variación en T/C (±)	30/06/2026		30/06/2025	
				Abono / (Cargo)		Abono / (Cargo)	
				Apreciación del \$	Devaluación del \$	Apreciación del \$	Devaluación del \$
				MM\$	MM\$	MM\$	MM\$
Sagesa Generación S.A.	SAGESA GX	Exceso de pasivos sobre activos	\$10	(106.253)	106.253	(227.926)	227.926
Sociedad Generadora Austral S.A.	SGA	Exceso de pasivos sobre activos	\$10	(48.918)	48.918	(64.229)	64.229
Sistema de Transmisión del Norte S.A.	STN	Exceso de pasivos sobre activos	\$10	(47.193)	47.193	(67.679)	67.679
Sistema de Transmisión del Centro S.A.	STC	Exceso de pasivos sobre activos	\$10	(302.969)	302.969	(353.410)	353.410
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	SATT	Exceso de pasivos sobre activos	\$10	(2.483.877)	2.483.877	(1.882.151)	1.882.151
Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	CABO LEONES	Exceso de pasivos sobre activos	\$10	(279.275)	279.275	(316.958)	316.958
Totales				(3.268.486)	3.268.486	(2.912.353)	2.912.353

4.1.2. Riesgo Inflacionario

Un porcentaje relevante de los ingresos de la compañía están denominados en pesos chilenos y utilizan como variable de indexación el IPC local.

Las tarifas reguladas se establecen teniendo en cuenta, en su caso, los tipos de cambio (es decir, cuando los suministros se adquieren principalmente en una moneda particular) y el IPC en los Estados Unidos o en otros países. Asimismo, en el caso de clientes libres, los contratos pueden estar denominados en unidades de fomento.

Por otro lado, la sociedad mantiene un porcentaje importante de la deuda denominada en UF. No obstante, la exposición de la Sociedad se encuentra acotada por tener prácticamente la totalidad de los ingresos con alguna fórmula de indexación.

4.1.2.1. Análisis de Sensibilidad

La Sociedad y sus filiales realizaron un análisis de sensibilidad de la variación de la UF para los Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes (préstamos bancarios y bonos) suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes. Esta metodología consiste en medir, para los mencionados pasivos la variación positiva de medio punto porcentual en base anual de la UF por el periodo de cierre de estos Estados Financieros Consolidados Intermedios, con respecto de la variación real de la UF.

El resultado del análisis arrojó que, de acuerdo con la condición anterior, se produce un aumento en los pasivos de la sociedad de M\$ 2.458.364 al 30 de junio de 2026.

El impacto en resultados para el análisis indicado es el siguiente para los periodos de junio de 2026 y 2025:

Tipo de Deuda	Total Deuda Financiera Reajutable		Variación % aumento UF	Efecto en Resultados	
	30/06/2026	30/06/2025		30/06/2026	30/06/2025
	M\$	M\$		M\$	M\$
Deuda en UF (bonos)	908.256.723	889.777.686	0,5%	2.458.364	1.178.012

4.1.3. Tasa de interés

Las fluctuaciones de tasa de interés pueden modificar los flujos futuros de los activos y pasivos que estén referenciados a una tasa de interés variable, así como también, las variaciones de tasa de interés pueden modificar el valor razonable de los activos y pasivos referenciados a una tasa de interés fija.

La Sociedad evalúa constantemente su estructura de deuda y la de sus filiales, gestionando este riesgo poniendo énfasis principalmente en los pasivos financieros. Al 30 de junio de 2026, Sociedad mantiene el 90% de la deuda financiera asociada a una tasa de interés fija.

Existe, adicionalmente, un riesgo de tasas de interés asociado a la rentabilidad de las inversiones de caja, que surgen por las condiciones actuales de mercado en relación con las alzas de inflación y tasas de interés referenciales, tanto locales como extranjeras.

La Administración invierte la caja principalmente en Fondos Mutuos a plazos menores a 30 días con posibilidad de rescates diarios y monitorea de forma diaria los movimientos de tasas que afecten los actuales rendimientos. En caso de ser necesario, la Administración rescata los fondos de forma anticipada y reinvierte a valores de mercado.

4.1.4. Riesgo de liquidez

Los recursos financieros se obtienen principalmente de fuentes propias, deuda tradicional, instrumentos de oferta pública y privada y aportes de capital, manteniendo siempre estructuras estables y asegurando la optimización del uso de los productos más adecuados en el mercado.

La Sociedad mantenía, al 30 de junio de 2026, efectivo y equivalentes de efectivo por M\$154.553.982 (M\$58.210.162 al 31 de diciembre de 2025).

Adicionalmente, con el objetivo de mantener una reserva de liquidez, la Matriz cuenta con un contrato firmado de línea de Capital de Trabajo comprometida por un monto total de M\$ 35.000.000 disponible a todo evento para la Sociedad y sus filiales, y de libre disposición hasta febrero del año 2028, con spread máximos acordados. A través de este contrato, y considerando el perfil de deudas de estas Sociedades, se puede asegurar el cumplimiento de sus obligaciones en el corto y mediano plazo, minimizando el riesgo de liquidez.

Al 30 de junio de 2026, el 83% de la deuda del Grupo está estructurada con vencimientos de largo plazo, con servicio de deuda anual y/o semestral (principalmente intereses) menores a los flujos proyectados en escenarios conservadores, para no tener riesgos de refinanciación a corto o largo plazo.

A continuación, se muestra el perfil de vencimientos de capital e interés al 30 de junio de 2026 y 2025:

Capital e intereses	30/06/2026								
	Corrientes		No corrientes						Totales
	Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años hasta 10 años	Más de 10 años	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Bonos	17.603.419	51.833.475	55.626.752	58.533.955	114.434.279	115.528.426	782.305.432	414.107.058	1.609.972.796
Préstamos bancarios	252.718.944	165.592.568	-	-	-	-	-	-	418.311.512
Arrendamientos financieros	2.454.411	4.460.603	5.335.678	4.149.973	1.497.255	329.864	1.897.688	-	20.125.472
Totales	272.776.774	221.886.646	60.962.430	62.683.928	115.931.534	115.858.290	784.203.120	414.107.058	2.048.409.780
Porcentualidad	13%	11%	3%	3%	6%	6%	38%	20%	100%

Capital e intereses	31/12/2025								
	Corrientes		No corrientes						Totales
	Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años hasta 10 años	Más de 10 años	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Bonos	25.984.580	49.548.404	57.937.717	53.903.750	108.926.962	114.069.841	786.899.530	411.041.143	1.608.311.927
Préstamos bancarios	95.726.131	233.514.712	-	-	-	-	-	-	329.240.843
Arrendamientos financieros	2.357.755	4.055.253	5.047.521	4.474.431	2.415.884	524.298	2.010.429	-	20.885.571
Totales	124.068.466	287.118.369	62.985.238	58.378.181	111.342.846	114.594.139	788.909.959	411.041.143	1.958.438.341
Porcentualidad	6%	15%	3%	3%	6%	6%	40%	21%	100%

Al 30 de junio de 2026, el 69% de los bonos son reembolsables después de más de 5 años (Nota 18a). (A 31 de diciembre de 2025 mantiene un 75%).

4.1.5. Riesgo de crédito

La Sociedad y sus filiales están expuestas al riesgo de crédito debido a sus actividades comerciales y a sus actividades financieras. La política tiene como objetivo disminuir el incumplimiento de pago de las contrapartes y adicionalmente mejorar la posición de capital de trabajo.

El riesgo de crédito relacionado con el suministro de energía eléctrica, tal como se menciona en la Nota 7 a) y b) es gestionado a través de las herramientas de cobro (corte de suministro y radicación de deuda en la propiedad) que la Ley entrega a las empresas que dan este servicio.

En virtud de lo anterior, la Sociedad y sus filiales han registrado al 30 de junio de 2026 una provisión de deterioro por M\$30.819.014, considerando los efectos antes descritos en relación con los futuros convenios contraídos y el saldo de la deuda que deberá asumir la Sociedad (Ver Nota 7).

También la Sociedad y sus filiales realizan otro tipo de ventas, que corresponden a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad entregar al cliente una gama más amplia de productos tales como: a) venta al detalle de productos y servicios y venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y b) construcción de obras y arriendo de equipos (grandes clientes y municipalidades). Respecto de la letra a), la política establece plazos que van de 12 a 36 meses, para sus clientes de distribución eléctrica.

En lo que respecta a la construcción de obras, que normalmente se construyen a organismos estatales, municipales o grandes clientes, la forma de pago considera cuotas que van de 36 a 96 meses. Estos montos son otorgados bajo condiciones de crédito de mercado y a clientes que cumplan con ciertos estándares de comportamientos históricos sin morosidad.

Mayor información se encuentra en Nota 7 de Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar.

Conceptos	30/06/2026	31/12/2025
	M\$	M\$
Ingresos operacionales (últimos 12 meses)	1.131.578.903	1.119.809.680
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas (últimos 12 meses)	18.597.422	15.503.552
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales	1,64%	1,38%

5. Juicios contables críticos y estimaciones claves al aplicar las políticas contables de las Sociedades

La Administración de la Sociedad y sus filiales es responsable de la información contenida en estos Estados Financieros Consolidados Intermedios.

La preparación de los Estados Financieros Consolidados Intermedios requiere el uso de ciertos juicios, estimaciones y supuestos por parte de la Administración que afectan a los montos declarados de ingresos, gastos, activos y pasivos, las revelaciones que los acompañan, y la revelación de pasivos contingentes en su fecha de presentación. Las estimaciones y los supuestos se evalúan continuamente y se basan en la experiencia de la administración y otros factores, incluidas las expectativas de acontecimientos futuros que se consideran razonables en esas circunstancias. La incertidumbre acerca de estos supuestos y estimaciones podría dar lugar a resultados que requieren un ajuste material a los valores libros de los activos o pasivos afectados en períodos futuros.

Los siguientes son los juicios críticos, estimaciones clave y supuestos utilizados por la Administración en la preparación de estos Estados Financieros Consolidados intermedios:

- a) **Vida útil económica de activos:** La vida útil de los elementos propiedad, planta y equipo que se utilizan para calcular su depreciación, se determina sobre la base de estudios técnicos preparados por especialistas externos e internos. Además, estos estudios se utilizan para nuevas adquisiciones de propiedad, planta y equipos, o cuando existen indicadores de que deben cambiarse las vidas útiles de estos activos.

Estos cálculos requieren el uso de estimaciones y supuestos tales como el cambio tecnológico y el plazo previsto de disponibilidad operacional de los activos de transmisión. Los cambios en las estimaciones se tienen en cuenta de manera prospectiva.

- b) **Deterioro de activos:** El Grupo revisa el valor libro de sus activos tangibles e intangibles para determinar si existe algún indicador de que el valor libro no es recuperable. Si existe tal indicador, se estima el valor recuperable del activo para determinar la extensión del deterioro. En la evaluación del deterioro, los activos que no generan flujo de caja independiente se agrupan en una Unidad Generadora de Efectivo ("UGE") a la que pertenece el activo. El valor recuperable de estos activos o UGE, se mide como el mayor valor entre su valor razonable y su valor libro.

Estas evaluaciones requieren el uso de estimaciones y supuestos tales como:

- Ingresos por distribución y peajes de transmisión: El valor de los ingresos por distribución y peajes de transmisión (de los Sistemas de Transmisión Regulados y No Regulados de la Sociedad) de conformidad con los decretos tarifarios vigentes (o contratos existentes) y el posible impacto de la regulación.
 - Crecimiento de la demanda de energía: La estimación de crecimiento de las ventas de energía se ha calculado sobre la base del comportamiento de las realidades locales y sectoriales para el corto y mediano plazo histórico y en el largo plazo, según la estimación de crecimiento del IMACEC, variable que en períodos largos muestra una relación estructural con el comportamiento de la demanda.
 - Precios de compra y venta de energía: Los precios de compra se determinan según los contratos vigentes y su evolución para los próximos años. Los precios de venta de las proyecciones del negocio eléctrico (principalmente distribución y transmisión) se determinan de modo que se obtenga una rentabilidad regulatoria promedio. Así, los ingresos netos (ingresos por venta menos costo de venta y costos fijos) por sobre las inversiones realizadas deben entregar las rentabilidades promedio.
 - Inversiones en propiedad, planta y equipo: Los requisitos de las nuevas instalaciones para absorber la demanda, así como los requerimientos regulatorios (ejemplo: Inversión por Norma Técnica) se consideran en estas proyecciones. El Plan de Inversiones se actualiza periódicamente para hacer frente al crecimiento del negocio.
 - Costos fijos: Los costos fijos se proyectan teniendo en cuenta la base actual, el crecimiento de las ventas, los clientes y las inversiones. Tanto en relación con la dotación de personal (considerando los ajustes salariales y del IPC chileno), como con otros costos de operación y mantenimiento, y el nivel de inflación proyectado.
 - Variables macroeconómicas: Las variables macroeconómicas (inflación, tipo de cambio, entre otras) necesarias para proyectar los flujos (tasas de ventas y costos) se obtienen de informes de terceros.
- c) **Ingresos y costos operativos:** El Grupo considera como ingresos, además de los servicios facturados en el año, una estimación de los servicios prestados en espera de facturación al final del año, considerando que la medición se realiza durante el mes de acuerdo con un programa de medición. Además, los costos asociados con tales ingresos se han incluido debidamente como costos de operación. También se considera como parte de los ingresos y costos de la operación, la estimación de ciertas cantidades del Sistema Eléctrico (entre otras, compra y venta de energía y cobro de peajes) que permiten la liquidación entre las diferentes empresas del Sistema por los servicios ya prestados. Estas acumulaciones se invertirán una vez que las liquidaciones finales sean emitidas por el regulador responsable y registradas en el libro mayor.
- d) **Deterioro de deudores y existencias obsoletas:** La Sociedad y sus filiales han estimado el riesgo de recuperación de sus cuentas por cobrar y de la obsolescencia de inventario, para lo que han establecido porcentajes de provisión según las pérdidas crediticias esperadas y la tasa de rotación de sus inventarios, respectivamente (nota 28).
- e) **Indemnización por años de servicio:** Las obligaciones reconocidas por concepto de indemnizaciones por años de servicio nacen de convenios colectivos suscritos con los trabajadores de la Sociedad y sus filiales en los que se establece el compromiso por parte de ella. La Administración utiliza supuestos actuariales para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Cualquier ganancia o pérdida actuarial, la que puede surgir de cambios en los supuestos actuariales, es reconocido dentro de otros resultados integrales del año.
- Los supuestos son establecidos en conjunto con un actuario externo a la Sociedad y a sus filiales, e incluyen entre otras las hipótesis demográficas, la tasa de descuento y los aumentos esperados de remuneraciones y permanencia futura. (notas 2.17 y 21)
- f) **Litigios y contingencias:** El costo final de los reclamos y demandas puede variar debido a estimaciones basadas en diferentes interpretaciones de las regulaciones, opiniones y evaluaciones finales de la cantidad de daños. Por lo tanto, cualquier cambio en las circunstancias podría tener un efecto significativo en el monto de la provisión registrada (nota 21.1).
- g) **Supuestos empleados para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros:** (notas 2.13 y 20.1).

6. Efectivo y equivalentes al efectivo

a) La composición del rubro al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 es el siguiente:

Efectivo y equivalentes al efectivo	30/06/2026	31/12/2025
	M\$	M\$
Efectivo en caja	5.719.477	6.566.844
Saldo en bancos	6.781.156	6.696.541
Depósitos a plazo	69.920.881	34.985.311
Otros instrumentos de renta fija	72.132.468	9.961.466
Total Efectivo y equivalentes al efectivo	154.553.982	58.210.162

b) El detalle de los Depósitos a plazo es el siguiente:

Razón social	Nombre abreviado	Nombre entidad financiera	Nombre instrumento financiero	Moneda	Fecha de vencimiento	Monto inversión	
						30/06/2026	31/12/2025
						M\$	M\$
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Scotiabank Chile	Depósitos a plazo	CLP	05/01/2026	-	14.980.500
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Scotiabank Chile	Depósitos a plazo	CLP	05/01/2026	-	20.004.811
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Scotiabank Chile	Depósitos a plazo	CLP	01/07/2026	15.000.741	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	ELECTRICAS	Banco Itaú Chile	Depósitos a plazo	USD	06/07/2026	23.758.116	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	ELECTRICAS	Banco de Crédito e Inversiones	Depósitos a plazo	USD	06/07/2026	23.757.910	-
Sociedad de Transmisión Austral S.A.	STA	Banco de Crédito e Inversiones	Depósitos a plazo	USD	23/07/2026	7.404.114	-
Total Depósitos a plazo						69.920.881	34.985.311

c) El detalle de los Otros instrumentos de renta fija, es el siguiente:

Razón social	Nombre abreviado	Nombre entidad financiera	Nombre instrumento financiero	Moneda	Clasificación de riesgo	Monto inversión	
						30/06/2026	31/12/2025
						M\$	M\$
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Larrain Vial S.A.	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	3.747.369	1.991.498
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Larrain Vial S.A.	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	5.282.128	2.340.585
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	LUZ OSORNO	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	686.404	584.730
Empresa Eléctrica de Aisen S.A.	EDELAYSEN	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	770.233	505.288
Saesa Innova Soluciones SpA	INNOVA	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	714.695	493.158
Sociedad de Transmisión Austral S.A.	STA	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	1.900.235	-
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	STS	Larrain Vial S.A.	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	1.719.962	-
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	STS	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	-	691.168
Sistema de Transmisión del Centro S.A.	STC	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	-	291.071
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	SATT	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	-	311.076
Sistema de Transmisión del Norte S.A.	STN	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	2.253.150	-
Sagesa S.A.	SAGESA TX	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	307.475	-
Sociedad Generadora Austral S.A.	SGA	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	1.756.963	717.175
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	ELECTRICAS	Scotia Administradora General de Fondos Mutuos S.A.	Fondos Mutuos	USD	AA+fm/M1	23.067.787	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	ELECTRICAS	BCI Asset Management Administradora General de Fondos S.A.	Fondos Mutuos	USD	AA+fm/M1	23.066.659	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	ELECTRICAS	Larrain Vial S.A.	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	6.859.408	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	ELECTRICAS	BCI Asset Management Administradora General de Fondos S.A.	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	-	2.035.717
Total Otros instrumentos de renta fija						72.132.468	9.961.466

Los Otros Instrumentos de renta fija corresponden a una cartera de fondos mutuos, con vencimiento inferior a tres meses desde la fecha de la inversión, que son tomados por la Sociedad y sus filiales de manera de maximizar los retornos del excedente de caja, sin exceder el nivel de riesgo y de máxima exposición definidos por la Administración.

Estos instrumentos, se tienen para cumplir los compromisos de pago a corto plazo y son fácilmente convertibles en una cantidad determinada de efectivo y están sujetos a un bajo nivel de riesgo de cambios en su valor. Estos tipos de instrumentos devengan el interés de mercado para ese tipo de operaciones y no están sujetos a restricciones.

d) El detalle por tipo de moneda del efectivo y equivalentes al efectivo es el siguiente:

Detalle del Efectivo y equivalentes del efectivo	Moneda	30/06/2026	31/12/2025
		M\$	M\$
Monto del Efectivo y equivalentes al efectivo	CLP	107.840.024	55.951.397
Monto del Efectivo y equivalentes al efectivo	USD	46.713.958	2.258.765
Total Detalle por tipo de moneda		154.553.982	58.210.162

e) Las siguientes tablas detallan los cambios en los pasivos que se originan de actividades de financiamiento de la Sociedad y de sus filiales, incluyendo aquellos cambios que representan flujos de efectivo y cambios que no representan flujos de efectivo al 30 de junio de 2026 y 2025:

Cambios en los pasivos que se originan por actividades de financiamiento	01/01/2026	Flujos de efectivo					Cambios distintos de efectivo						30/06/2026
		Reembolso de préstamos	Intereses pagados	Préstamos	Préstamos entidades relacionadas	Pagos por arrendamientos financieros	Devengo intereses	Ajuste UF	Ajuste tipo de cambio	Nuevos arrendamientos financieros	Traspasos	Amortización	
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Préstamos bancarios, corrientes	321.855.793	(57.000.000)	(8.421.323)	147.000.000	-	-	9.748.335	-	-	-	-	-	413.182.805
Préstamos bancarios, no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Arrendamientos financieros, corrientes	6.413.008	-	(83.510)	-	-	-	524.934	30.605	-	475.689	(445.712)	-	6.915.014
Arrendamientos financieros, no corrientes	14.472.563	-	(332.267)	-	-	(3.075.161)	675	438.850	-	1.452.894	252.904	-	13.210.458
Línea de crédito	-	-	-	2.152	-	-	-	-	-	-	-	-	2.152
Bonos, corrientes	33.146.166	(8.187.166)	(28.806.651)	-	-	-	21.260.290	847.712	(103.471)	-	8.241.283	62.281	26.460.444
Bonos, no corrientes	1.229.716.773	-	-	-	-	-	-	24.097.288	5.827.063	-	(8.241.283)	126.965	1.251.526.806
Préstamos relacionadas, corrientes	332.867	-	(1.919.568)	-	-	-	1.944.507	1.346	-	(883)	-	-	358.269
Préstamos relacionadas, no corrientes	123.918.360	(71.782.457)	-	-	143.039.450	-	-	1.382.192	653.015	-	-	-	197.210.560
Totales	1.729.855.530	(136.969.623)	(39.563.319)	147.002.152	143.039.450	(3.075.161)	33.478.741	26.797.993	6.375.724	1.528.583	(192.808)	189.246	1.908.866.508

Cambios en los pasivos que se originan por actividades de financiamiento	31/12/2024	Flujos de efectivo					Cambios distintos de efectivo						31/12/2025
		Reembolso de préstamos	Intereses pagados	Préstamos	Préstamos entidades relacionadas	Pagos por arrendamientos financieros	Devengo intereses	Ajuste UF	Ajuste tipo de cambio	Nuevos arrendamientos financieros	Traspasos	Amortización	
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Préstamos bancarios, corrientes	274.427.000	(215.000.000)	(14.512.084)	262.000.000	-	-	14.940.877	-	-	-	-	-	321.855.793
Arrendamientos financieros, corrientes	1.725.198	-	(86.434)	-	-	-	498.076	(156.023)	-	-	4.432.191	-	6.413.008
Arrendamientos financieros, no corrientes	2.361.374	-	(365.297)	-	-	(3.958.586)	-	121.309	-	20.745.721	(4.432.191)	-	14.472.563
Bonos, corrientes	31.604.965	(16.066.299)	(42.114.572)	-	-	-	43.002.773	919.643	(261.071)	-	15.942.078	118.649	33.146.166
Bonos, no corrientes	1.171.133.843	-	-	79.797.286	-	-	-	26.530.992	(34.459.361)	-	(13.582.430)	296.444	1.229.716.774
Préstamos relacionadas, corrientes	310.798	-	(3.315.654)	-	-	-	3.338.661	1.688	(2.626)	-	-	-	332.867
Préstamos relacionadas, no corrientes	136.615.776	(172.023.568)	-	-	161.657.593	-	-	1.727.702	(4.059.143)	-	-	-	123.918.360
Totales	1.618.178.954	(403.089.867)	(60.394.041)	341.797.286	161.657.593	(3.958.586)	61.780.387	29.145.311	(18.782.201)	20.745.721	2.359.881	415.093	1.729.855.531

7. Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar

La composición de este rubro al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 es el siguiente:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	Corrientes		No corrientes	
	30/06/2026	31/12/2025	30/06/2026	31/12/2025
	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, bruto	278.062.312	249.790.174	190.213.909	153.696.469
Otras cuentas por cobrar, bruto	103.820.623	106.030.894	10.059.938	9.589.958
Totales	381.882.935	355.821.068	200.273.847	163.286.427

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	30/06/2026	31/12/2025	30/06/2026	31/12/2025
	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, neto	256.476.758	229.869.857	184.408.398	149.274.485
Otras cuentas por cobrar, neto	94.587.163	96.513.142	10.059.938	9.589.958
Totales	351.063.921	326.382.999	194.468.336	158.864.443

Provisión de deterioro deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	Corrientes		No corrientes	
	30/06/2026	31/12/2025	30/06/2026	31/12/2025
	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales	21.585.554	19.920.317	5.805.511	4.421.984
Otras cuentas por cobrar	9.233.460	9.517.752	-	-
Totales	30.819.014	29.438.069	5.805.511	4.421.984

El detalle de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar facturados y no facturados o provisionados por deterioro al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 es el siguiente:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	Corrientes		No corrientes	
	30/06/2026	31/12/2025	30/06/2026	31/12/2025
	M\$	M\$	M\$	M\$
Facturados	184.273.778	184.617.096	5.904.455	6.856.821
Energía y peajes	145.853.136	141.130.576	-	-
Cuenta por cobrar proyectos en curso	5.001.535	10.060.380	-	-
Cuenta por cobrar por arrendos financieros	94.606	88.219	2.789.307	2.791.470
Convenios de pagos y créditos por energía	11.445.129	12.118.606	3.115.148	4.065.351
Deudores materiales y servicios	7.954.565	7.874.672	-	-
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	1.714.721	1.791.744	-	-
Otros	12.210.086	11.552.899	-	-
No facturados o provisionados	191.299.607	158.081.819	190.213.909	153.696.469
Energía y peajes uso de líneas eléctricas	27.692.558	30.064.504	-	1.466.837
Diferencias a reliquidar por nuevos decretos	45.655.280	25.368.877	190.213.909	152.229.632
Equidad tarifaria residencial	7.210.496	7.205.132	-	-
Energía en medidores (*)	51.650.842	46.021.085	-	-
Provisión ingresos por obras	5.576.023	9.337.667	-	-
IVA por recuperar	46.098.175	38.464.654	-	-
Otros	7.416.233	1.619.900	-	-
Otros (cuenta corriente empleados)	6.309.550	13.122.153	4.155.483	2.733.137
Totales, bruto	381.882.935	355.821.068	200.273.847	163.286.427
Provisión deterioro	(30.819.014)	(29.438.069)	(5.805.511)	(4.421.984)
Totales, neto	351.063.921	326.382.999	194.468.336	158.864.443

(*) Energía consumida y no facturada a los clientes.

Principales conceptos de otras cuentas por cobrar:

Otras cuentas por cobrar	Corrientes		No corrientes	
	30/06/2026	31/12/2025	30/06/2026	31/12/2025
	M\$	M\$	M\$	M\$
Convenios de pagos y créditos por energía	11.445.129	12.118.606	3.115.148	4.065.351
Cuenta por cobrar proyectos en curso	10.577.558	19.398.047	-	-
Cuenta por cobrar por arrendos financieros	94.606	88.219	2.789.307	2.791.470
Deudores materiales y servicios	7.954.565	7.874.672	-	-
Cuenta corriente al personal	6.309.550	13.122.153	4.155.483	2.733.137
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	1.714.721	1.791.744	-	-
Iva por recuperar	46.098.175	38.464.654	-	-
Otros deudores	19.626.319	13.172.799	-	-
Totales	103.820.623	106.030.894	10.059.938	9.589.958
Provisión deterioro	(9.233.460)	(9.517.752)	-	-
Totales, neto	94.587.163	96.513.142	10.059.938	9.589.958

Los montos correspondientes a Diferencias a reliquidar por nuevos decretos al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025, se detallan a continuación:

Diferencia a reliquidar por nuevos decretos	Corrientes		No corrientes	
	30/06/2026	31/12/2025	30/06/2026	31/12/2025
	M\$	M\$	M\$	M\$
Desacople y nuevas estimaciones de tarifas por cobrar (1)	45.655.280	25.368.877	37.252.306	24.020.749
Estabilización VAD (2)	-	-	152.961.603	128.208.883
Totales	45.655.280	25.368.877	190.213.909	152.229.632

- 1) Corresponde a los efectos originados por las diferencias entre los precios pagados a los generadores y los precios traspasados a clientes en la componente de generación. Estas diferencias han generado, a la fecha, saldos por cobrar tanto al sistema como a clientes.

Asimismo, se incorporan los efectos derivados del retraso en la publicación de los decretos que fijan la componente de generación (Precio Nudo Promedio, PNP), así como las diferencias entre los precios establecidos en los contratos de suministro y aquellos fijados en los decretos semestrales de PNP.

Adicionalmente, se mantienen saldos pendientes asociados a las leyes de estabilización tarifaria —Ley N°21.185 (02.11.2019), Ley N°21.472 (02.08.2022) y Ley N°21.667 (30.04.2024)— los cuales serán regularizados conforme a los mecanismos de liquidación establecidos en dichas normativas.

- 2) Corresponde al efecto asociado al retraso en el proceso tarifario del Valor Agregado de Distribución (VAD) para el cuadrenio 2020–2024, así como a su correspondiente reliquidación, la cual aún se encuentra pendiente.

Con base en la información más reciente disponible del proceso de reliquidación a nivel de clientes, y considerando las directrices emitidas por la autoridad para su futura implementación, junto con los intereses acumulados, se registró un ajuste por M\$10.158.938 al 30 de junio de 2026. Adicionalmente, en la filial Saesa se efectuó una reclasificación de montos por pagar asociados a la reliquidación del VAD 2020–2024 por M\$14.378.313.

Asimismo, de acuerdo con lo establecido en Ley N°21.194 publicada el 21 de diciembre de 2019, se han mantenido los montos provisionados en espera de su liquidación en el proceso VAD 24-28.

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 30 de junio de 2026 es de M\$545.532.257 y al 31 de diciembre de 2025 es de M\$485.247.442.
- b) La Sociedad y sus filiales de distribución de energía eléctrica, de acuerdo con lo que establece el DFL4/2006, artículo 136 y 125, están obligadas a entregar suministro eléctrico dentro de su zona de concesión a los clientes que lo soliciten.

Al 30 de junio de 2026 la Sociedad y sus filiales distribuyen energía eléctrica a 1.102.446 clientes, lo que genera una alta diversificación de la cartera de crédito. La composición de los clientes es la siguiente:

Tipo de cliente	Cantidad	Participación ventas ejercicio %
Residencial	1.000.285	51%
Comercial	53.284	25%
Industrial	4.813	9%
Otros	44.064	15%
Total	1.102.446	100%

Respecto de las ventas que realiza la Sociedad y sus filiales se distinguen dos tipos, uno relacionado con la venta de energía a clientes finales y otros relacionado con otras ventas, que corresponden a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad entregar al cliente una gama más amplia de productos tales como venta al detalle de productos y servicios y venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y construcción de obras y arriendo de equipos (grandes clientes y municipalidades).

- c) Al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 el análisis de los deudores por ventas vencidos y no pagados, pero no deteriorados, es el siguiente:

Deudores por ventas vencidos y no pagados pero no deteriorados	Corrientes	
	30/06/2026	31/12/2025
	M\$	M\$
Con vencimiento menor a tres meses	49.203.973	48.815.775
Con vencimiento entre tres y seis meses	4.587.302	4.924.022
Con vencimiento entre seis y doce meses	3.677.256	3.388.867
Con vencimiento mayor a doce meses	1.828.176	1.700.767
Totales	59.296.707	58.829.431

El deterioro de los activos financieros se mide en base a la madurez de la cartera de acuerdo con los siguientes tramos (en días):

Tramos	Venta de energía/ Deudores por venta al detalle de productos y servicios			
	Residenciales		No Residenciales	
	Activo/Suspendido	Retirado	Activo/Suspendido	Retirado
No vencidas	0,40%	93,05%	0,14%	91,49%
1 a 30	1,00%	93,00%	0,00%	91,00%
31 a 60	2,00%	93,00%	2,00%	92,00%
61 a 90	19,00%	93,00%	14,00%	92,00%
91 a 120	30,00%	93,00%	32,00%	92,00%
121 a 150	43,00%	93,00%	33,00%	92,00%
151 a 180	46,00%	93,00%	36,00%	92,00%
181 a 210	53,00%	93,00%	54,00%	92,00%
211 a 250	55,00%	93,00%	56,00%	92,00%
251 a 360	61,00%	93,00%	64,00%	92,00%
361 o más	97,00%	100,00%	96,00%	100,00%

El riesgo relacionado con el suministro de energía eléctrica es administrado a través de herramientas de cobro que establece la normativa vigente. Entre ellas, las empresas distribuidoras de energía eléctrica pueden suspender el suministro por falta de pago. Otro aspecto importante que establece el DFL4/2006, artículo 225 letra a, es que la deuda eléctrica radica en la propiedad, no en el usuario, lo que representa otra herramienta de cobro.

Al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025, la estratificación de la cartera es la siguiente (la Sociedad y sus filiales no tienen cartera securitizada):

Tramos de morosidad	30/06/2026					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$
Al día	530.393	487.544.062	7.132	3.214.114	537.525	490.758.176
Entre 1 y 30 días	173.129	32.641.771	11.415	2.811.127	184.544	35.452.898
Entre 31 y 60 días	53.685	13.370.137	4.806	1.361.920	58.491	14.732.057
Entre 61 y 90 días	10.046	2.389.943	2.035	575.858	12.081	2.965.801
Entre 91 y 120 días	6.414	1.451.672	1.699	454.257	8.113	1.905.929
Entre 121 y 150 días	4.078	1.306.624	1.456	549.864	5.534	1.856.488
Entre 151 y 180 días	2.759	1.134.670	1.032	258.484	3.791	1.393.154
Entre 181 y 210 días	2.231	1.038.168	953	290.357	3.184	1.328.525
Entre 211 y 250 días	2.765	1.171.589	1.129	332.550	3.894	1.504.139
Más de 250 días	38.416	25.392.767	15.768	4.866.848	54.184	30.259.615
Total Estratificación de la cartera	823.916	567.441.403	47.425	14.715.379	871.341	582.156.782

Tramos de morosidad	31/12/2025					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$
Al día	507.614	424.869.071	78.906	4.867.704	586.520	429.736.775
Entre 1 y 30 días	156.475	31.305.078	16.569	3.161.340	173.044	34.466.418
Entre 31 y 60 días	47.957	13.316.521	8.101	1.267.447	56.058	14.583.968
Entre 61 y 90 días	15.708	3.740.005	2.720	553.814	18.428	4.293.819
Entre 91 y 120 días	6.917	1.514.541	1.926	488.654	8.843	2.003.195
Entre 121 y 150 días	3.743	949.915	1.270	342.209	5.013	1.292.124
Entre 151 y 180 días	2.870	1.060.918	989	314.503	3.859	1.375.421
Entre 181 y 210 días	2.211	626.097	878	289.720	3.089	915.817
Entre 211 y 250 días	2.754	881.882	1.127	318.526	3.881	1.200.408
Más de 250 días	57.349	24.465.561	39.910	4.773.989	97.259	29.239.550
Total Estratificación de la cartera	803.598	502.729.589	152.396	16.377.906	955.994	519.107.495

d) Al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 la cartera protestada y en cobranza judicial, es la siguiente:

Cartera protestada y en cobranza judicial	30/06/2026		31/12/2025	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar protestados	83	419.338	69	459.903
Documentos por cobrar en cobranza judicial	1.699	10.401.736	1.761	11.057.939
Total Cartera protestada y en cobranza judicial	1.782	10.821.074	1.830	11.517.842

e) El detalle de los movimientos en la provisión de deterioro de deudores es el siguiente:

Deudores por ventas vencidos y no pagados con deterioro	Corrientes y No corrientes	
	30/06/2026	31/12/2025
	M\$	M\$
Saldo inicial	33.860.053	28.438.707
Deterioro determinado de acuerdo con la NIIF 9	5.014.468	11.716.653
Aumentos (disminuciones)	1.277.055	3.786.899
Montos castigados	(3.527.051)	(10.082.206)
Total movimientos	2.764.472	5.421.346
Saldo final	36.624.525	33.860.053

f) El detalle de las provisiones y castigos durante los periodos 2026 y 2025, es el siguiente:

Provisiones y castigos	30/06/2026	30/06/2025
	M\$	M\$
Provisión cartera no repactada	20.835.667	(10.099.451)
Provisión repactada	(14.544.144)	13.297.104
Castigos del ejercicio	(3.527.051)	(787.570)
Totales	2.764.472	2.410.083

El valor libro de los deudores y cuentas por cobrar representan una aproximación razonable al valor razonable de los mismos.

8. Saldos y transacciones con partes relacionadas

8.1. Accionistas

El detalle de los Accionistas de la Sociedad al 30 de junio de 2026 es el siguiente:

Accionistas	Número de acciones		Total	% Participación
	Serie A	Serie B		
Inversiones Grupo Saesa Ltda.	60	93.780.651	93.780.711	99,999957%
Cóndor Holding SpA	40	-	40	0,000043%
Totales	100	93.780.651	93.780.751	100,00%

8.2. Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Las transacciones entre la Sociedad y sus partes relacionadas corresponden a operaciones habituales del giro en cuanto a su objeto y condiciones. Estas transacciones han sido eliminadas en el proceso de consolidación y no se incluyen en esta nota.

Las principales transacciones entre entidades relacionadas están la compra y venta de electricidad y peajes. Los precios de la electricidad a los que se realizan estas operaciones están fijados por la autoridad o por el mercado, y los peajes controlados por el marco regulatorio del sector.

La compra y venta de materiales se realiza a valores de precio medio de bodega.

Los préstamos entre compañías se regulan dentro de un marco de administración consolidada de caja que recae principalmente en la Sociedad, encargada de definir los flujos óptimos entre relacionadas. La Administración ha establecido que la exigibilidad de estos préstamos será en un plazo superior a los 12 meses. Los créditos en cuenta corriente pagan intereses de mercado. Estos créditos tienen límites de monto entre compañías, según lo indicado en los contratos de bonos, que son monitoreados periódicamente y que a la fecha de cierre de los Estados Financieros Consolidados Intermedios se han cumplido cabalmente (ver nota 35).

A la fecha de los presentes Estados Financieros Consolidados Intermedios, no existen garantías otorgadas a los saldos con entidades relacionadas, ni provisiones de deterioro de las mismas.

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar entre la Sociedad y sus sociedades relacionadas no consolidables son las siguientes:

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes

RUT	Razón social	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes	
							30/06/2026	31/12/2025	30/06/2026	31/12/2025
							M\$	M\$	M\$	M\$
76.024.782-6	Cóndor Holding SpA	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Accionista	CLP	19	18	-	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CLP	3.195.620	-	-	-
77.611.649-1	Sociedad Transmisora Metropolitana S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz común	CLP	2.058.335	27.946.939	-	-
Totales							5.253.974	27.946.957	-	-

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes y no corrientes

RUT	Razón social	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes	
							30/06/2026	31/12/2025	30/06/2026	31/12/2025
							M\$	M\$	M\$	M\$
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (interés)	Menos de 90 días	Matriz	UF	358.269	332.867	-	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (capital)	Más de 1 año	Matriz	UF	-	-	197.210.560	123.918.360
77.611.649-1	Sociedad Transmisora Metropolitana S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	-	2.247	-	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CLP	10.078.347	24.465.745	-	-
76.024.782-6	Cóndor Holding SpA	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Accionista	CLP	320	817	-	-
6.443.633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director filiales	Menos de 90 días	Director	UF	184	6.819	-	-
6.443.633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director Sociedad Matriz	Menos de 90 días	Director	UF	-	179	-	-
14.655.033-9	Iván Díaz-Molina	Chile	Remuneraciones Director Sociedad Matriz	Menos de 90 días	Director	UF	-	179	-	-
14.655.033-9	Iván Díaz-Molina	Chile	Remuneraciones Director filiales	Menos de 90 días	Director	UF	184	6.819	-	-
Totales							10.437.304	24.815.672	197.210.560	123.918.360

La exigibilidad de los préstamos será superior a los 12 meses, devengando una tasa de interés en forma mensual sobre el capital adeudado. El préstamo no posee garantías, podría cambiar sus condiciones y se puede reembolsar anticipadamente, en forma parcial o en su totalidad.

c) Transacciones y sus efectos en resultados (cargos) abonos

RUT	Razón social	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	30/06/2026		30/06/2025	
				Monto transacción	Efecto en resultado (cargo)/abono	Monto transacción	Efecto en resultado (cargo)/abono
				M\$	M\$	M\$	M\$
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Matriz	Préstamo cuenta corriente (Capital/Intereses)	(73.266.798)	3.326.677	(9.364.065)	(2.730.007)
76.024.782-6	Cóndor Holding SpA	Matriz	Dividendos por percibir	(497)	-	-	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Matriz	Dividendos por pagar	(14.387.398)	-	1.331.857	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Matriz	Recuperación de gastos	3.195.620	-	-	-
77.611.649-1	Sociedad Transmisora Metropolitana S.A.	Matriz Común	Recuperación de gastos	(25.886.357)	-	4.663.461	-
6.443.633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Director	Remuneraciones Director filiales	(6.635)	-	-	-
6.443.633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Director	Remuneraciones Director Sociedad Matriz	(179)	-	-	-
14.655.033-9	Iván Díaz-Molina	Director	Remuneraciones Director Sociedad Matriz	(179)	-	-	-
14.655.033-9	Iván Díaz-Molina	Director	Remuneraciones Director filiales	(6.635)	-	-	-

8.3. Directorio y personal clave de la gerencia

La Sociedad es administrada por un Directorio compuesto por ocho miembros, los que permanecen por un período de dos años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

El 27 de febrero de 2026 se tomó conocimiento de la renuncia al Directorio de la Sociedad de la señora Ashley Munroe. Acto seguido, el Directorio procedió a designar en su reemplazo, hasta la celebración de la próxima junta ordinaria de accionistas, al señor Daniel Rossetti.

Con fecha 27 de febrero de 2025 el Directorio de la Sociedad tomó conocimiento de la renuncia de la señora Stacey Purcell. Acto seguido, el director designó en su reemplazo a la señora Ashley Munroe.

Al 28 de abril de 2026 se efectuó renovación del Directorio de la Sociedad eligiéndose como integrantes del mismo a los señores Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Iván Díaz-Molina, Luz Granier Bulnes, Shama Naqushbandi, Jonathan Reay, Igor Romitelli y Daniel Rossetti.

El 13 de mayo de 2026 el señor Jorge Lesser-García es el Presidente del Directorio de la sociedad y el director señor Iván Díaz-Molina es el Vicepresidente.

Al 30 de junio de 2026, el Directorio de la sociedad está compuesto por los señores Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Iván Díaz-Molina, Luz Granier Bulnes, Shama Naqushbandi, Jonathan Reay, Igor Romitelli y Daniel Rossetti.

a) Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones con el Directorio

Las remuneraciones por pagar a los directores al 30 de junio de 2026 y 2025 son las siguientes:

Director	30/06/2026	30/06/2025
	M\$	M\$
Iván Díaz-Molina	-	177
Totales	-	177

b) Remuneración 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 la Sociedad.

El beneficio corresponde al pago de UF 5 a cada Director de la Sociedad, para el período mayo 2026 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2027.

Los Directores señores Juan Ignacio Parot Becker, Luz Granier Bulnes, Daniel Rossetti, Shama Nagushbandi, Jonathan Reay e Igor Romitelli renunciaron a la remuneración que les correspondería por el periodo del cargo de Director de la Sociedad. Sólo los Directores Jorge Lesser García-Huidobro e Iván Díaz - Molina recibirán su remuneración.

Las remuneraciones pagadas a los Directores al 30 de junio de 2026 y 2025, son las siguientes:

Director	30/06/2026	30/06/2025
	M\$	M\$
Iván Díaz-Molina	1.400	1.357
Jorge Lesser García-Huidobro	1.400	1.161
Totales	2.800	2.518

Durante los periodos 2026 y 2025, la Sociedad no ha realizado pagos a empresas relacionadas con Directores.

c) Compensaciones del personal clave de la gerencia

La Sociedad no tiene ejecutivos directamente remunerados por ella.

9. Inventarios

La composición de este rubro, es el siguiente:

Clases de Inventarios	30/06/2026		
	Bruto	Neto Realizable	Provisión
	M\$	M\$	M\$
Materiales de operación y mantenimiento	58.086.721	56.337.714	1.749.007
Materiales en tránsito	2.492.710	2.492.710	-
Petróleo	2.174.667	2.174.667	-
Total Clases de Inventarios	62.754.098	61.005.091	1.749.007

Clases de Inventarios	31/12/2025		
	Bruto	Neto Realizable	Provisión
	M\$	M\$	M\$
Materiales de operación y mantenimiento	54.240.082	52.402.726	1.837.356
Materiales en tránsito	3.027.875	3.027.875	-
Petróleo	2.165.799	2.165.799	-
Total Clases de Inventarios	59.433.756	57.596.400	1.837.356

No existen inventarios entregados en garantía para el cumplimiento de obligaciones.

El efecto en resultado de la provisión por obsolescencia alcanzó un cargo de M\$88.349 para el periodo 2026 y un abono de M\$14.841 para el año 2025.

Las existencias se valoran al precio medio ponderado de adquisición, o valor neto de realización si éste es inferior.

Durante los periodos 2026 y 2025 no se han registrado ajustes por deterioro.

El detalle de los Inventarios utilizados y reconocidos como gastos, es el siguiente:

Inventarios utilizados durante el ejercicio según gasto	30/06/2026	30/06/2025
	M\$	M\$
Materias primas y consumibles utilizados (*)	42.175.329	33.687.897
Otros gastos, por naturaleza (**)	2.652.946	3.208.974
Total Inventarios utilizados durante el ejercicio según gasto	44.828.275	36.896.871

(*) Ver Nota 25.

(**) Materiales utilizados para el mantenimiento del sistema eléctrico.

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta inventarios al 30 de junio de 2026 ascienden a M\$29.435.375 (M\$35.525.648 en 2025) y los materiales utilizados en FNDR al 30 de junio de 2026 ascienden a M\$282.877 (M\$1.111.036 en 2025).

10. Activos y pasivos por impuestos corrientes

La composición de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 es el siguiente:

Activos por impuestos corrientes	30/06/2026	31/12/2025
	M\$	M\$
Impuesto renta por recuperar	1.942.574	6.129.729
Crédito sence	-	327.658
Impuesto por recuperar año anterior	3.452.452	7.684.693
Totales	5.395.026	14.142.080

La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 es el siguiente:

Pasivos por impuestos corrientes	30/06/2026	31/12/2025
	M\$	M\$
Impuesto a la renta	1.166.077	9.379.732
Totales	1.166.077	9.379.732

11. Activos no corrientes mantenidos para la venta

La composición de los activos clasificados como mantenidos para la venta es el siguiente:

Activos no corrientes mantenidos para la venta	30/06/2026	31/12/2025
	M\$	M\$
Terrenos	291.600	291.600
Venta central Coronel	13.118.120	-
Total	13.409.720	291.600

Al 30 de junio de 2026, la Administración se encuentra desarrollando un proceso activo para la venta de determinados activos pertenecientes a Sagesa Gx (Central Coronel). La transacción se considera altamente probable y se espera completar dentro de los próximos doce meses. En consecuencia, dichos activos fueron clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta de conformidad con NIIF 5.

Los activos clasificados como mantenidos para la venta fueron medidos al menor entre su importe en libros y su valor razonable menos costos de venta. En caso de existir una pérdida por medición, ésta se reconocerá en resultados dentro de operaciones continuadas, salvo que la transacción califique como operación discontinuada.

La Administración concluyó que la transacción no constituye una operación discontinuada para efectos de IFRS 5.32, debido a que no representa una línea de negocio separada importante ni un área geográfica significativa de operaciones del Grupo.

12. Otros activos financieros no corrientes

La composición de este rubro al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 es el siguiente:

Otros activos financieros	No corrientes	
	30/06/2026	31/12/2025
	M\$	M\$
Remanente crédito fiscal (*)	2.637.509	3.079.028
Totales	2.637.509	3.079.028

(*) Corresponde a remanente de crédito fiscal (impuesto específico), se registra como activo y se va recuperando gradualmente a través de las declaraciones mensuales de impuestos. Dado este proceso de recuperación continua, no se han identificado indicadores de deterioro y el saldo registrado refleja la recuperación efectiva del crédito fiscal.

13. Activos intangibles distintos de plusvalía

La composición de este rubro al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 es el siguiente:

Activos intangibles, neto	30/06/2026	31/12/2025
	M\$	M\$
Total Activos intangibles identificables, neto	111.650.833	113.179.192
Servidumbres	80.243.930	78.558.352
Derechos de agua	108.543	108.543
Software	25.839.292	29.023.859
Activos intangibles relacionados con clientes	5.459.068	5.488.438

Activos intangibles identificables, bruto	30/06/2026	31/12/2025
	M\$	M\$
Total Activos intangibles identificables, bruto	148.825.415	146.763.185
Servidumbres	80.684.829	78.965.723
Derechos de agua	108.543	108.543
Software	61.226.204	60.994.369
Activos intangibles relacionados con clientes	6.805.839	6.694.550

Amortización Activos intangibles identificables	30/06/2026	31/12/2025
	M\$	M\$
Total Amortización Activos intangibles identificables	(37.174.582)	(33.583.993)
Servidumbres	(440.899)	(407.371)
Software	(35.386.912)	(31.970.510)
Activos intangibles relacionados con clientes	(1.346.771)	(1.206.112)

El detalle y movimiento del activo intangible al 30 de junio de 2026, es el siguiente:

Movimientos Activos intangibles distintos de la plusvalía	Servidumbres, neto	Derechos de agua, neto	Software, neto	Activos intangibles relacionados con clientes, neto	Totales
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2026	78.558.352	108.543	29.023.859	5.488.438	113.179.192
Traslados (activación obras en curso)	1.317.284	-	1.257.133	-	2.574.417
Retiros valor bruto	-	-	(1.032.014)	-	(1.032.014)
Retiros y traspasos amortización acumulada	-	-	1.032.014	-	1.032.014
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera amortización acumulada	(7.176)	-	(6.398)	(10.911)	(24.485)
Gasto por amortización	(26.352)	-	(4.442.018)	(129.748)	(4.598.118)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	401.822	-	6.716	111.289	519.827
Total movimientos	1.685.578	-	(3.184.567)	(29.370)	(1.528.359)
Saldo final al 30/06/2026	80.243.930	108.543	25.839.292	5.459.068	111.650.833

El detalle y movimiento del activo intangible al 31 de diciembre de 2025, es el siguiente:

Movimientos Activos intangibles distintos de la plusvalía	Servidumbres, neto	Derechos de agua, neto	Software, neto	Activos intangibles relacionados con clientes, neto	Totales
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2025	76.971.511	108.543	30.537.886	6.358.138	113.976.078
Traslados (activación obras en curso)	3.661.609	-	7.570.742	-	11.232.351
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera amortización acumulada	76.782	-	2.938	64.631	144.351
Gasto por amortización	(53.903)	-	(9.083.859)	(275.083)	(9.412.845)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	(2.097.647)	-	(3.848)	(659.248)	(2.760.743)
Total movimientos	1.586.841	-	(1.514.027)	(869.700)	(796.886)
Saldo final al 31/12/2025	78.558.352	108.543	29.023.859	5.488.438	113.179.192

Los derechos de servidumbre y derechos de agua se presentan al costo, y los adquiridos a partir de la fecha de transición a costos histórico. El período de explotación de dichos derechos, en general, no tiene límite de expiración por lo que son considerados activos con una vida útil indefinida, y en consecuencia no están sujetos a amortización.

Los softwares o programas informáticos y licencias se amortizan en forma lineal entre 4 y 6 años. La amortización de estos bienes se presenta en el rubro “Gastos por Depreciación y Amortización” del Estado Consolidado Intermedio de Resultados Integrales.

Los intangibles asociados a contratos de clientes de la filial Tolchén, se amortizan de forma lineal en 25 años, de acuerdo a la duración de los contratos de peajes.

En el proceso de asignación de compra, se revisaron los valores contables de los activos y pasivos de Tolchén, y se identificaron activos intangibles a valor razonable ligados a contratos con parques eólicos, San Gabriel, Tolpán, El Alba y Los Olmos.

14. Plusvalía

El detalle de la plusvalía al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 es el siguiente:

RUT	Sociedad	30/06/2026	31/12/2025
		M\$	M\$
90.021.000-0	Sociedad Austral de Electricidad S.A. (1)	124.944.061	124.944.061
91.715.000-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (1)	23.990.168	23.990.168
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A. (2)	49.471.945	49.471.945
96.986.780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (2)	33.039.292	33.039.292
76.389.448-7	Tolchén Transmisión SpA (3)	1.240.306	1.220.024
Totales		232.685.772	232.665.490

- 1) La plusvalía comprada relacionada con Sociedad Austral de Electricidad S.A., Rut 90.021.000-0 y Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Rut 91.715.000-1, corresponde al exceso pagado en relación al valor patrimonial proporcional originado en la compra de las acciones de esas sociedades, realizada en 2001. Posteriormente cada una de esas sociedades compradas fue absorbida por su correspondiente matriz, la que pasó a tener el mismo nombre de la Sociedad absorbida, quedando la plusvalía comprada contabilizada en la misma empresa compradora.
- 2) La plusvalía comprada reconocida por las sociedades Saesa, Rut 96.956.660-5, y Frontel, Rut 96.986.780-K, corresponde al valor pagado en exceso respecto del valor razonable de los activos adquiridos a través de Inversiones Eléctricas del Sur Dos Ltda., en julio de 2008. A través de una reestructuración societaria se generó un efecto cascada de la plusvalía comprada mencionada en el párrafo anterior, la que quedó finalmente incorporada en Saesa (Ex Los Lagos II) y Frontel (Ex Los Lagos III).
- 3) La plusvalía comprada relacionada con Tolchén Transmisión SpA, Rut 77.122.643-4, corresponde al valor pagado en exceso respecto del valor razonable de los activos adquiridos originado en la compra de las acciones realizada en julio de 2021.

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

15. Propiedades, planta y equipo

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

Clases de Propiedades, planta y equipo, neto	30/06/2026	31/12/2025
	M\$	M\$
Total Propiedades, planta y equipo, neto	2.002.597.859	1.928.623.289
Terrenos	27.685.288	27.019.369
Edificios	26.477.702	27.388.855
Planta y equipo	1.397.126.671	1.332.092.265
Equipamiento de tecnologías de la información	3.871.608	4.351.645
Instalaciones fijas y accesorios	1.958.383	2.149.470
Vehículos de motor	11.442.201	12.025.276
Construcciones en curso	503.171.398	493.569.120
Otras propiedades, planta y equipo	30.864.608	30.027.289

Clases de Propiedades, planta y equipo, bruto	30/06/2026	31/12/2025
	M\$	M\$
Total Propiedades, planta y equipo, bruto	2.548.745.905	2.457.248.247
Terrenos	27.685.288	27.019.369
Edificios	40.592.421	41.140.134
Planta y equipo	1.880.592.161	1.800.959.252
Equipamiento de tecnologías de la información	11.763.776	13.442.752
Instalaciones fijas y accesorios	5.831.268	5.846.785
Vehículos de motor	22.800.772	21.952.198
Construcciones en curso	503.171.398	493.569.120
Otras propiedades, planta y equipo	56.308.821	53.318.637

Clases de Depreciación acumulada y deterioro del valor, Propiedades, planta y equipo	30/06/2026	31/12/2025
	M\$	M\$
Total Depreciación acumulada y deterioro del valor, Propiedades, planta y equipo	(546.148.046)	(528.624.958)
Edificios	(14.114.719)	(13.751.279)
Planta y equipo	(483.465.490)	(468.866.987)
Equipamiento de tecnologías de la información	(7.892.168)	(9.091.107)
Instalaciones fijas y accesorios	(3.872.885)	(3.697.315)
Vehículos de motor	(11.358.571)	(9.926.922)
Otras propiedades, planta y equipo	(25.444.213)	(23.291.348)

A continuación, se presenta el detalle de propiedades, planta y equipo al 30 de junio de 2026:

Movimientos Propiedades, planta y equipo	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, neto	Equipamiento de tecnologías de la información, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Vehículos de motor, neto	Construcciones en curso, neto	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2026	27.019.369	27.388.855	1.332.092.265	4.351.645	2.149.470	12.025.276	493.569.120	30.027.289	1.928.623.289
Adiciones	-	-	-	-	-	-	112.903.582	-	112.903.582
Traslados y transferencias	1.408.376	142.863	93.927.307	184.635	37.990	789.710	(99.724.438)	3.233.557	-
Retiros	(460.283)	-	391.037	18.823	(2.351)	579.539	-	119.838	646.603
Gasto por depreciación	-	(549.968)	(25.712.907)	(688.426)	(219.332)	(1.989.259)	-	(2.440.040)	(31.599.932)
Disminuciones por clasificar como mantenidos para la venta, propiedades, planta	(302.816)	(614.183)	(9.152.990)	-	(11.494)	(21.708)	(2.853.530)	(161.399)	(13.118.120)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	20.642	110.135	5.581.959	4.931	4.100	58.643	(723.336)	85.363	5.142.437
Total movimientos	665.919	(911.153)	65.034.406	(480.037)	(191.087)	(583.075)	9.602.278	837.319	73.974.570
Saldo final al 30/06/2026	27.685.288	26.477.702	1.397.126.671	3.871.608	1.958.383	11.442.201	503.171.398	30.864.608	2.002.597.859

A continuación, se presenta el detalle de propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2025:

Movimientos Propiedades, planta y equipo	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, neto	Equipamiento de tecnologías de la información, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Vehículos de motor, neto	Construcciones en curso, neto	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2025	26.019.137	26.386.595	1.204.050.617	8.529.196	1.963.404	14.975.302	456.355.554	30.507.379	1.768.787.184
Adiciones	-	-	-	-	-	-	268.973.767	-	268.973.767
Traslados y Transferencias	1.056.059	2.851.283	194.657.447	302.626	645.805	1.719.984	(206.376.601)	5.143.397	-
Retiros	(1.179)	(2.783)	2.888.947	(3.127.455)	(1)	(652.881)	-	(11.207)	(906.559)
Gasto por depreciación	-	(1.193.954)	(49.775.866)	(1.330.576)	(432.615)	(2.752.382)	-	(4.491.522)	(59.976.915)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	(54.648)	(652.286)	(19.728.880)	(22.146)	(27.123)	(1.264.747)	(25.383.600)	(1.120.758)	(48.254.188)
Total movimientos	1.000.232	1.002.260	128.041.648	(4.177.551)	186.066	(2.950.026)	37.213.566	(480.090)	159.836.105
Saldo final al 31/12/2025	27.019.369	27.388.855	1.332.092.265	4.351.645	2.149.470	12.025.276	493.569.120	30.027.289	1.928.623.289

La Sociedad y sus filiales, han mantenido una política de realizar las obras necesarias para satisfacer los incrementos de la demanda, conservar en buen estado las instalaciones y adaptar el sistema a las mejoras tecnológicas, con el objeto de cumplir con las normas de calidad y continuidad de suministro establecidos por la regulación vigente.

Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo

- a) La depreciación de los bienes de propiedades, planta y equipo se presenta en el rubro “Gastos por depreciación y amortización”, en el Estado Consolidado Intermedio de Resultados Integrales.
- b) Las empresas del Grupo cuentan con coberturas de seguro de todo riesgo para los bienes físicos (centrales, subestaciones, construcciones, contenido y existencias), con excepción de las líneas y redes del sistema eléctrico. Los referidos seguros tienen una vigencia entre 12 a 14 meses.
- c) El monto de bienes de propiedades, planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 30 de junio de 2026 y 2025 no es significativo. La Sociedad y sus filiales no presentan montos significativos de bienes que se encuentren fuera de servicio o retirados de su uso activo.
- d) Los activos presentados en propiedad, planta y equipos no poseen restricciones de ningún tipo en favor de terceros, ni han sido entregados en garantía.

16. Activos por derechos de uso y obligaciones por arrendamientos

a) Activos por derechos de uso

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

Activos por derecho de uso, neto	30/06/2026	31/12/2025
	M\$	M\$
Total Activos por derecho de uso, neto	18.264.448	19.409.061
Terrenos	1.214.830	1.244.192
Edificios e instalaciones	5.269.597	5.281.734
Maquinaria	47.538	79.291
Vehículos	11.732.483	12.803.844
Activos por derecho de uso, bruto	30/06/2026	31/12/2025
	M\$	M\$
Total Activos por derecho de uso, bruto	31.420.066	29.340.047
Terrenos	2.125.764	2.093.197
Edificios e instalaciones	12.579.629	11.740.088
Maquinaria	145.559	144.512
Vehículos	16.569.114	15.362.250
Amortización Activos por derecho de uso	30/06/2026	31/12/2025
	M\$	M\$
Total Amortización Activos por derecho de uso	(13.155.618)	(9.930.986)
Terrenos	(910.934)	(849.005)
Edificios e instalaciones	(7.310.032)	(6.458.354)
Maquinaria	(98.021)	(65.221)
Vehículos	(4.836.631)	(2.558.406)

El detalle del movimiento del rubro Activos por Derechos de uso asociado a activos sujetos a NIIF 16 por clase de activo al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025.

Movimientos Activos por derecho de uso	Terrenos, neto	Edificios e instalaciones, neto	Maquinaria, neto	Vehículos, neto	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2026	1.244.192	5.281.734	79.291	12.803.844	19.409.061
Adiciones	30.143	705.685	-	1.193.237	1.929.065
Bajas	-	-	-	(284.747)	(284.747)
Gasto por amortización	(61.929)	(851.678)	(32.800)	(2.294.624)	(3.241.031)
Otros incrementos (decrementos)	(17.476)	-	-	2.346	(15.130)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	19.900	133.856	1.047	312.427	467.230
Total movimientos	(29.362)	(12.137)	(31.753)	(1.071.361)	(1.144.613)
Saldo final al 30/06/2026	1.214.830	5.269.597	47.538	11.732.483	18.264.448

Movimientos Activos por derecho de uso	Terrenos, neto	Edificios e instalaciones, neto	Maquinaria, neto	Vehículos, neto	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2025	1.271.487	1.498.145	-	-	2.769.632
Adiciones	74.407	5.283.892	146.747	15.743.889	21.248.935
Bajas	-	-	-	(77.646)	(77.646)
Gasto por amortización	(147.069)	(1.632.426)	(65.221)	(2.558.406)	(4.403.122)
Otros incrementos (decrementos)	14.633	(14.633)	-	-	-
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	30.734	146.756	(2.235)	(303.993)	(128.738)
Total movimientos	(27.295)	3.783.589	79.291	12.803.844	16.639.429
Saldo final al 31/12/2025	1.244.192	5.281.734	79.291	12.803.844	19.409.061

b) Pasivos por arrendamiento

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

Pasivos por arrendamientos corrientes y no corrientes	Corrientes		No corrientes	
	30/06/2026	31/12/2025	30/06/2026	31/12/2025
	M\$	M\$	M\$	M\$
Terrenos	1.048.177	969.165	1.498.817	1.521.109
Edificios e instalaciones	1.489.385	1.322.243	3.875.399	4.036.588
Maquinaria	52.013	60.479	-	22.657
Vehículos	4.325.439	4.061.121	7.836.242	8.892.209
Totales	6.915.014	6.413.008	13.210.458	14.472.563

El desglose por moneda y vencimientos de los pasivos por arrendamientos al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 es el siguiente:

RUT Arrendatario	Razón social - Arrendatario	País de origen	Tipo de moneda	Arrendamiento asociado	30/06/2026									
					Corrientes			No corrientes						
					Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corrientes	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No corrientes	
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	140.663	413.348	554.011	591.427	478.040	412.570	215.223	816.555	2.513.815	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	UF	Terrenos	204	2.361	2.565	2.477	2.597	2.724	-	-	7.798	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	CLP	Terrenos	244	17.560	17.804	-	-	-	-	-	-	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	UF	Vehículos	340.918	1.022.756	1.363.674	1.363.674	1.268.213	286.049	-	-	2.917.936	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	88.396	240.169	328.565	268.798	254.623	190.674	-	-	714.095	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	UF	Terrenos	11.405	17.868	29.273	19.174	17.846	4.967	5.210	17.211	64.408	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	CLP	Terrenos	511	2.905	3.416	1.560	1.636	1.716	-	-	4.912	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	UF	Vehículos	316.619	949.855	1.266.474	1.266.474	1.206.559	322.074	-	-	2.795.107	
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	17.111	52.575	69.686	73.094	76.668	80.418	13.780	-	243.960	
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	UF	Terrenos	272.054	18.258	290.312	25.534	26.964	28.474	30.068	82.746	193.786	
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	USD	Terrenos	572.660	34.736	607.396	47.957	49.904	51.930	54.039	855.273	1.059.103	
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	UF	Vehículos	44.373	133.119	177.492	177.492	170.529	38.245	-	-	386.266	
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	4.577	14.065	18.642	12.700	9.434	2.430	-	-	24.564	
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	CLP	Terrenos	6.169	-	6.169	4.003	4.198	4.403	4.619	20.579	37.802	
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	UF	Terrenos	3.021	-	3.021	2.639	2.768	2.903	3.045	-	11.355	
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	UF	Vehículos	68.546	205.637	274.183	274.183	272.369	61.579	-	-	608.131	
77.708.654-5	Saesa Generación S.A.	Chile	UF	Vehículos	1.901	5.704	7.605	7.605	7.605	2.424	-	-	17.634	
77.227.565-K	Saesa Innova Soluciones SpA	Chile	UF	Edificios e instalaciones	33.581	71.634	105.215	3.013	-	-	-	-	3.013	
77.227.565-K	Saesa Innova Soluciones SpA	Chile	UF	Terrenos	3.559	7.246	10.805	-	-	-	-	-	-	
77.227.565-K	Saesa Innova Soluciones SpA	Chile	UF	Vehículos	59.921	182.708	242.629	247.294	40.858	-	-	-	288.152	
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	83.041	255.151	338.192	258.904	51.690	-	-	-	310.594	
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	CLP	Edificios e instalaciones	18.434	56.640	75.074	65.358	-	-	-	-	65.358	
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	UF	Vehículos	274.835	718.547	993.382	619.023	203.993	-	-	-	823.016	
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	UF	Maquinaria	16.608	35.405	52.013	-	-	-	-	-	-	
76.440.111-5	Sistema de Transmisión del Centro S.A.	Chile	UF	Terrenos	13.840	123	13.963	172	181	192	202	4.257	5.004	
76.429.813-6	Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	Chile	UF	Terrenos	61.220	2.233	63.453	3.123	3.298	3.483	3.678	101.067	114.649	
Totales					2.454.411	4.460.603	6.915.014	5.335.678	4.149.973	1.497.255	329.864	1.897.688	13.210.458	

RUT Arrendatario	Razón social - Arrendatario	País de origen	Tipo de moneda	Arrendamiento asociado	31/12/2025									
					Corrientes			No corrientes						
					Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corrientes	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No corrientes	
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	160.466	345.176	505.642	509.970	505.991	423.838	290.587	900.505	2.630.891	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	UF	Terrenos	19.746	5.495	25.241	-	-	-	-	-	-	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	CLP	Terrenos	345	17.146	17.491	8.885	-	-	-	-	8.885	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	UF	Vehículos	318.352	955.054	1.273.406	1.273.406	1.273.406	643.739	-	-	3.190.551	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	87.868	239.371	327.239	267.441	252.847	220.091	85.357	-	825.736	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	UF	Terrenos	19.898	9.339	29.237	21.778	18.012	10.478	4.835	21.821	76.924	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	CLP	Terrenos	350	1.419	1.769	1.487	1.560	1.636	1.716	-	6.399	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	UF	Vehículos	297.182	891.547	1.188.729	1.188.729	1.188.729	710.326	-	-	3.087.784	
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	16.260	49.961	66.221	69.460	72.857	76.419	53.011	-	271.747	
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	UF	Terrenos	247.352	17.292	264.644	24.182	25.537	26.967	28.477	95.363	200.526	
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	USD	Terrenos	519.153	33.495	552.648	46.244	48.121	50.075	52.108	868.129	1.064.677	
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	UF	Vehículos	37.378	112.134	149.512	149.512	149.512	66.923	-	-	365.947	
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	4.386	13.478	17.864	17.267	8.965	7.011	-	-	33.243	
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	CLP	Terrenos	1.303	6.313	7.616	6.621	6.945	7.417	4.533	20.192	45.708	
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	UF	Vehículos	62.096	186.289	248.385	248.386	248.385	161.976	-	-	658.747	
77.708.654-5	Saesa Generación S.A.	Chile	UF	Vehículos	1.836	5.506	7.342	7.342	7.342	5.508	-	-	20.192	
77.227.565-K	Saesa Innova Soluciones SpA	Chile	UF	Edificios e instalaciones	50.311	116.671	166.982	39.575	-	-	-	-	39.575	
77.227.565-K	Saesa Innova Soluciones SpA	Chile	UF	Vehículos	51.115	153.356	204.471	210.369	144.088	-	-	-	354.457	
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	93.669	130.848	224.517	135.970	99.426	-	-	-	235.396	
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	CLP	Edificios e instalaciones	12.334	1.444	13.778	-	-	-	-	-	-	
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	UF	Vehículos	271.833	717.443	989.276	795.119	419.412	-	-	-	1.214.531	
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	UF	Maquinaria	16.233	44.246	60.479	22.657	-	-	-	-	22.657	
76.440.111-5	Sistema de Transmisión del Centro S.A.	Chile	UF	Terrenos	13.255	115	13.370	163	172	182	191	4.242	4.950	
76.429.813-6	Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	Chile	UF	Terrenos	55.034	2.115	57.149	2.958	3.124	3.298	3.483	100.177	113.040	
Totales					2.357.755	4.055.253	6.413.008	5.047.521	4.474.431	2.415.884	524.298	2.010.429	14.472.563	

c) Arrendamientos de corto plazo y bajo valor

En el Estado Consolidado Intermedio de Resultados Integrales por el período terminado al 30 de junio de 2026 se incluye un gasto por M\$1.043.332 (M\$2.093.214 al 31 de diciembre de 2025), que corresponde a los arrendamientos de corto plazo y arrendamientos de activos subyacentes de bajo valor, que se exceptúan de la aplicación de NIIF 16.

Al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025, la Sociedad no mantiene contratos significativos en los cuales actúe como arrendador.

17. Impuesto a la renta e impuestos diferidos

17.1. Impuesto a la renta

a) La composición del gasto por impuesto a las ganancias registrado en el Estado Consolidado Intermedio de Resultados Integrales correspondiente a los periodos 2026 y 2025 es el siguiente:

Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	01/01/2026 30/06/2026	01/01/2025 30/06/2025	01/04/2026 30/06/2026	01/04/2025 30/06/2025
	M\$	M\$	M\$	M\$
Impuestos corrientes a las ganancias				
Gasto (ingreso) por impuestos corrientes	3.658.711	9.905.193	399.902	4.447.234
Ajustes por impuestos corrientes de ejercicios anteriores	561.334	1.344.901	561.334	1.344.901
Otro gasto por impuestos corrientes	3.038	1.609	1.919	1.015
Total Impuestos corrientes a las ganancias, neto	4.223.083	11.251.703	963.155	5.793.150
Impuestos diferidos				
Gasto (ingreso) por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	5.538.459	1.523.422	1.677.432	1.974.642
Total Gasto (ingreso) por Impuestos diferidos, neto	5.538.459	1.523.422	1.677.432	1.974.642
Total Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	9.761.542	12.775.125	2.640.587	7.767.792

Impuestos a las ganancias relacionados con Otros Resultados Integrales	01/01/2026 30/06/2026	01/01/2025 30/06/2025	01/04/2026 30/06/2026	01/04/2025 30/06/2025
	M\$	M\$	M\$	M\$
Impuesto a las ganancias relativo a nuevas mediciones de planes de beneficios definidos de otro resultado integral	4.987	23.226	294.481	91.349
Total Impuestos a las ganancias relacionados con Otros Resultados Integrales	4.987	23.226	294.481	91.349

b) La conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar la tasa de impuesto vigente a “ganancia (pérdida) antes de Impuestos”, al 30 de junio de 2026 y 2025, es la siguiente:

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	Anuales		Trimestrales	
	01/01/2026 30/06/2026	01/01/2025 30/06/2025	01/04/2026 30/06/2026	01/04/2025 30/06/2025
	M\$	M\$	M\$	M\$
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	43.371.603	47.493.883	14.003.172	25.105.526
Ingreso (gasto) por impuestos a las ganancias utilizando la tasa legal (27%)	(11.710.333)	(12.823.348)	(3.780.856)	(6.778.492)
Efecto fiscal de ingresos de actividades exentas de tributación	1.734.179	2.695.278	171.704	10.365
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) imponible	(2.280.685)	(3.031.491)	(626.649)	(249.995)
Efecto por diferencia de conversión	(115.063)	46.787	(418.395)	138.522
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	515.907	(931.903)	(118.024)	(1.205.974)
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	1.858.288	1.506.647	1.910.324	639.335
Otros efectos fiscales por conciliación entre el resultado contable y gasto por impuestos (ingreso)	236.165	(237.095)	221.310	(321.553)
Total ajustes al (gasto) ingreso por impuestos utilizando la tasa legal	1.948.791	48.223	1.140.270	(989.300)
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa efectiva	(9.761.542)	(12.775.125)	(2.640.586)	(7.767.792)
Tasa impositiva efectiva	22,51%	26,90%	18,86%	30,94%

17.2. Impuestos diferidos

a) La composición de los impuestos diferidos registrados al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 es el siguiente:

Diferencias temporarias Activos por impuestos diferidos	30/06/2026	31/12/2025
	M\$	M\$
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	301.634	330.636
Impuestos diferidos relativos a depreciaciones	(26.940.694)	(22.949.175)
Impuestos diferidos relativos a provisión de cuentas incobrables	3.449.064	3.528.207
Impuestos diferidos relativos a provisión de vacaciones	328.019	323.169
Impuestos diferidos relativos a ingresos anticipados	1.615.854	740.676
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	1.591.656	1.547.910
Impuestos diferidos relativos a pérdidas fiscales	47.598.850	45.428.925
Impuestos diferidos relativos a provisión beneficios al personal	800.368	1.736.591
Impuestos diferidos relativos a arriendos	69.171	37.398
Impuestos diferidos relativos a otras provisiones	897.942	715.772
Impuestos diferidos relativos a impuestos específicos diesel	2.223.773	2.223.773
Total Diferencias temporarias Activos por impuestos diferidos	31.935.637	33.663.882

Diferencias temporarias Pasivos por impuestos diferidos	30/06/2026	31/12/2025
	M\$	M\$
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	362.374	171.755
Impuestos diferidos relativos a depreciaciones	(130.147.624)	(123.379.230)
Impuestos diferidos relativos a provisión de cuentas incobrables	5.481.966	4.686.786
Impuestos diferidos relativos a provisión de vacaciones	611.244	705.032
Impuestos diferidos relativos a ingresos anticipados	2.273.012	3.014.611
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	932.795	918.090
Impuestos diferidos relativos a pérdidas fiscales	33.636.327	30.334.083
Impuestos diferidos relativos a provisión beneficios al personal	828.344	1.851.643
Impuestos diferidos relativos a arriendos	438.604	361.262
Impuestos diferidos relativos a otras provisiones	638.819	858.641
Impuestos diferidos relativos a impuestos específicos diesel	20.599	20.600
Total Diferencias temporarias Pasivos por impuestos diferidos	(84.923.540)	(80.456.727)

Los impuestos diferidos se presentan en el Estado Consolidado Intermedio de Situación Financiera como siguen:

Diferencias temporarias, neto	30/06/2026	31/12/2025
	M\$	M\$
Activos por impuestos diferidos	31.935.637	33.663.882
Pasivos por impuestos diferidos	(84.923.540)	(80.456.727)
Total Diferencias temporarias, neto	(52.987.903)	(46.792.845)

- b) Los movimientos de los pasivos por impuestos diferidos al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025, son los siguientes:

Movimientos Impuestos diferidos	Activos		Pasivos	
	30/06/2026	31/12/2025	30/06/2026	31/12/2025
	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial	33.663.882	25.309.123	80.456.727	71.552.378
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(1.571.397)	8.948.992	3.967.062	11.408.543
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	(27.868)	170.091	(22.881)	(96.462)
Incremento (decremento) por diferencia de cambio	112.006	(231.406)	522.632	(2.594.769)
Otros incrementos (decrementos)	(240.986)	(532.918)	-	187.037
Total movimientos	(1.728.245)	8.354.759	4.466.813	8.904.349
Saldo final	31.935.637	33.663.882	84.923.540	80.456.727

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos depende de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. La Administración del Grupo considera que las proyecciones de utilidades futuras de las distintas sociedades del Grupo cubren lo necesario para recuperar esos activos.

Todas las empresas de la Sociedad están radicadas en Chile, por lo que la Normativa Local vigente se aplica uniformemente a todas ellas.

18. Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes

- a) La composición de los saldos corrientes y no corrientes de este rubro 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025, es el siguiente:

Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes	Corrientes		No corrientes	
	30/06/2026	31/12/2025	30/06/2026	31/12/2025
	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos bancarios	413.184.957	321.855.793	-	-
Bonos	26.460.444	33.146.166	1.251.526.806	1.229.716.774
Totales	439.645.401	355.001.959	1.251.526.806	1.229.716.774

- b) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con Instituciones Bancarias al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 es el siguiente:

Nombre empresa deudora	Nombre acreedor	Rut acreedor	Tipo de moneda	Tasa de interés efectiva	Tasa de interés nominal	Tipo de amortización	30/06/2026					
							Corrientes			No corrientes		
							Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corrientes	Más de 1 año hasta 3 años	Más de 3 años hasta 5 años	Total No corrientes
							M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco BCI	97.006.000-6	CLP	5,02%	5,02%	Al Vencimiento	115.042	15.000.000	15.115.042	-	-	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco BCI	97.006.000-6	CLP	5,02%	5,02%	Al Vencimiento	191.736	25.000.000	25.191.736	-	-	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	5,04%	5,04%	Al Vencimiento	65.800	10.000.000	10.065.800	-	-	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	5,04%	5,04%	Al Vencimiento	131.600	20.000.000	20.131.600	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Itau	97.023.000-9	CLP	4,99%	4,99%	Al Vencimiento	20.205.144	-	20.205.144	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco BCI	97.006.000-6	CLP	5,01%	5,01%	Al Vencimiento	25.257.458	-	25.257.458	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	5,15%	5,15%	Al Vencimiento	25.264.653	-	25.264.653	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco BCI	97.006.000-6	CLP	5,03%	5,03%	Al Vencimiento	20.226.350	-	20.226.350	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Estado	97.030.000-7	CLP	5,20%	5,20%	Al Vencimiento	17.198.900	-	17.198.900	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	5,04%	5,04%	Al Vencimiento	22.283.495	-	22.283.495	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	5,04%	5,04%	Al Vencimiento	10.128.861	-	10.128.861	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Estado	97.030.000-7	CLP	5,05%	5,05%	Al Vencimiento	25.322.639	-	25.322.639	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Estado	97.030.000-7	CLP	5,05%	5,05%	Al Vencimiento	15.193.583	-	15.193.583	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco BCI	97.006.000-6	CLP	4,95%	4,95%	Al Vencimiento	195.250	20.000.000	20.195.250	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Itau	97.023.000-9	CLP	5,16%	5,16%	Al Vencimiento	98.900	10.000.000	10.098.900	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Itau	97.023.000-9	CLP	5,16%	5,16%	Al Vencimiento	197.800	20.000.000	20.197.800	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Estado	97.030.000-7	CLP	5,21%	5,21%	Al Vencimiento	80.321	15.000.000	15.080.321	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	5,01%	5,01%	Al Vencimiento	15.171.175	-	15.171.175	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Itau	97.023.000-9	CLP	5,01%	5,01%	Al Vencimiento	20.228.234	-	20.228.234	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	5,01%	5,01%	Al Vencimiento	15.171.175	-	15.171.175	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Estado	97.030.000-7	CLP	5,01%	5,01%	Al Vencimiento	20.233.800	-	20.233.800	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco BCI	97.006.000-6	CLP	4,97%	4,97%	Al Vencimiento	220.889	25.000.000	25.220.889	-	-	-
Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Banco Itau	97.023.000-9	CLP	0,07%	0,07%	Al Vencimiento	2.152	-	2.152	-	-	-
Totales							253.184.957	160.000.000	413.184.957	-	-	-

Nombre empresa deudora	Nombre acreedor	Rut acreedor	Tipo de moneda	Tasa de interés efectiva	Tasa de interés nominal	Tipo de amortización	31/12/2025						
							Corrientes			No corrientes			
							Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corrientes	Más de 1 año hasta 3 años	Más de 3 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No corrientes
							M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco BCI	97.006.000-6	CLP	5,79%	5,12%	Al vencimiento	115.200	15.000.000	15.115.200	-	-	-	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco BCI	97.006.000-6	CLP	5,79%	5,12%	Al vencimiento	192.000	25.000.000	25.192.000	-	-	-	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	5,82%	5,13%	Al vencimiento	66.975	10.000.000	10.066.975	-	-	-	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	5,75%	5,13%	Al vencimiento	133.950	20.000.000	20.133.950	-	-	-	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco BCI	97.006.000-6	CLP	5,74%	5,08%	Al vencimiento	22.170.610	-	22.170.610	-	-	-	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco Itaú	97.023.000-9	CLP	5,74%	5,09%	Al vencimiento	212.083	20.000.000	20.212.083	-	-	-	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco BCI	97.006.000-6	CLP	5,75%	5,11%	Al vencimiento	266.146	25.000.000	25.266.146	-	-	-	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	5,82%	4,98%	Al vencimiento	-	15.097.525	15.097.525	-	-	-	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	5,79%	5,08%	Al vencimiento	10.077.550	-	10.077.550	-	-	-	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	5,79%	5,25%	Al vencimiento	273.438	25.000.000	25.273.438	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco BCI	97.006.000-6	CLP	5,63%	5,14%	Al vencimiento	234.156	20.000.000	20.234.156	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Itaú	97.023.000-9	CLP	5,70%	4,98%	Al vencimiento	-	20.130.033	20.130.033	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Estado	97.030.000-7	CLP	5,71%	5,31%	Al vencimiento	205.615	17.000.000	17.205.615	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	5,94%	4,98%	Al vencimiento	-	15.097.525	15.097.525	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Estado	97.030.000-7	CLP	5,70%	5,14%	Al vencimiento	25.249.860	-	25.249.860	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	5,70%	5,14%	Al vencimiento	15.147.660	-	15.147.660	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	5,71%	5,14%	Al vencimiento	20.185.467	-	20.185.467	-	-	-	-
Totales							94.530.710	227.325.083	321.855.793	-	-	-	-

En relación a los préstamos bancarios suscritos, estos no tienen incorporados ninguna garantía asociada que pueda comprometer a la Sociedad.

c) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con el público Bonos al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025, es el siguiente:

Nombre empresa deudora	Segmento país	Tipo de deuda	Tipo de moneda	Tipo de amortización	Tasa de interés nominal	Garantía	30/06/2026												
							Corrientes			No corrientes						Total No corrientes			
							Hasta 1 año		Total Corrientes	Más de 1 año hasta 2 años		Más de 2 años hasta 3 años		Más de 3 años hasta 4 años			Más de 4 años hasta 5 años		Más de 5 años
							Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año		Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años						
														M\$	M\$		M\$	M\$	
Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	Bono Serie J / N° 665	UF	Semestral	3,60%	Sin garantía	2.093.609	1.855.471	3.949.080	3.603.656	3.668.687	3.678.503	3.688.706	5.552.850	20.192.402				
Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	Bono Serie L / N° 397	UF	Semestral	3,75%	Sin garantía	5.059.742	4.638.677	9.698.419	9.059.363	9.186.404	9.202.578	9.219.409	23.126.590	59.794.104				
Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	Bono Serie O / N° 742	UF	Semestral	3,20%	Sin garantía	-	645.432	645.432	-	-	3.865.308	8.110.313	69.164.409	81.140.030				
Sistema de Transmisión del Sur S.A	Chile	Bono Serie A / N° 923	UF	Semestral	2,80%	Sin garantía	706.600	-	706.600	158.434	85.883	88.265	90.713	123.832.823	124.256.118				
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A	Chile	Bono Serie G / N° 663	UF	Semestral	3,20%	Sin garantía	-	3.989.650	3.989.650	3.674.308	3.694.726	3.696.792	3.698.929	16.673.522	31.438.277				
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A	Chile	Bono Serie M / N° 1201	UF	Semestral	3,20%	Sin garantía	1.425.885	-	1.425.885	443.381	243.186	251.796	260.709	82.665.570	83.864.642				
Inversiones Eléctricas del Sur S.A	Chile	Bono Serie E / N° 646	UF	Anual	4,00%	Sin garantía	-	-	-	-	-	53.986.478	54.379.562	54.423.062	162.789.102				
Inversiones Eléctricas del Sur S.A	Chile	Bono Serie H / N° 762	UF	Anual	3,90%	Sin garantía	-	-	-	-	-	-	-	122.406.849	122.406.849				
Inversiones Eléctricas del Sur S.A	Chile	Bono Serie I / N° 945	UF	Anual	1,90%	Sin garantía	-	-	-	480.872	257.724	262.309	266.974	208.045.700	209.313.579				
Sociedad de Transmisión Austral S.A	Chile	STASCL 32	USD	Anual	0,35%	Sin garantía	6.045.378	-	6.045.378	-	-	-	-	356.331.703	356.331.703				
Totales							15.331.214	11.129.230	26.460.444	17.420.014	17.136.610	75.032.029	79.715.315	1.062.222.838	1.251.526.806				

Nombre empresa deudora	Segmento país	Tipo de deuda	Tipo de moneda	Tipo de amortización	Tasa de interés nominal	Garantía	31/12/2025										
							Corrientes			No corrientes						Total No corriente	
							Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 2 años		Más de 2 años hasta 3 años		Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años		Más de 5 años
										M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		M\$
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Bono Serie J / N° 665	UF	Semestral	3,60%	Sin garantía	2.057.921	1.805.818	3.863.739	3.548.668	3.515.739	3.575.089	3.584.862	7.200.386	21.424.744		
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Bono Serie L / N° 397	UF	Semestral	3,75%	Sin garantía	-	9.473.642	9.473.642	8.904.665	8.831.071	8.948.108	8.964.207	26.995.532	62.643.583		
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Bono Serie O / N° 742	UF	Semestral	3,20%	Sin garantía	628.159	-	628.159	-	-	-	7.680.816	71.258.938	78.997.754		
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Bono Serie A / N° 923	UF	Semestral	2,80%	Sin garantía	-	696.868	696.868	77.200	153.835	83.608	85.927	120.545.482	120.946.052		
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Bono Serie G / N° 663	UF	Semestral	3,20%	Sin garantía	2.091.345	1.805.819	3.897.164	3.591.027	3.577.426	3.596.687	3.598.754	18.027.235	32.391.129		
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Bono Serie M / N° 1201	UF	Semestral	3,20%	Sin garantía	1.396.213	-	1.396.213	216.066	434.740	239.109	247.574	80.574.146	81.711.405		
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Bono Serie E / N° 646	UF	Anual	4,00%	Sin garantía	3.096.874	-	3.096.874	-	-	52.522.887	52.902.382	52.996.674	158.420.143		
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Bono Serie H / N° 762	UF	Anual	3,90%	Sin garantía	-	2.278.907	2.278.907	-	-	-	-	119.145.575	119.145.575		
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Bono Serie I / N° 945	UF	Anual	1,90%	Sin garantía	-	1.828.883	1.828.883	239.032	470.149	251.646	256.123	202.637.666	203.854.616		
Sociedad de Transmisión Austral S.A.	Chile	STASCL 32	USD	Anual	0,35%	Sin garantía	5.985.717	-	5.985.717	-	-	-	-	350.239.523	350.239.523		
Totales							15.256.229	17.889.937	33.146.166	16.576.608	16.982.960	69.217.134	77.320.885	1.049.619.137	1.229.716.774		

d) A continuación, se describe el detalle con la principal información de la emisión y colocación de las líneas de Bonos de la Sociedad y sus filiales:

Razón social	Nombre abreviado	Contrato de Bonos / N° de Registro	Representante de los Tenedores de Bonos	Fecha Escritura	Fecha última modificación	Notaría	Fecha de Colocación	Monto Colocación	
								UF	USO
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	ELECTRICAS	Emisión de Línea Serie E / N° 646	Banco de Chile	07/10/2010	08/11/2010	José Musalem Saffie	25/11/2010	4.000.000	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	ELECTRICAS	Emisión de Línea Serie H / N° 762	Banco Bice	27/06/2013	23/08/2013	José Musalem Saffie	29/08/2013	3.000.000	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	ELECTRICAS	Emisión de Línea Serie I / N° 945	Banco de Chile	10/09/2018	18/06/2019	Roberto Antonio Cifuentes	11/07/2019	5.000.000	-
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Emisión de Línea Serie J / N° 665	Banco de Chile	11/02/2012	22/09/2012	José Musalem Saffie	05/10/2011	1.000.000	-
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Emisión de Línea Serie L / N° 397	Banco de Chile	29/07/2004	29/11/2012	José Musalem Saffie	20/12/2012	2.500.000	-
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Emisión de Línea Serie O / N° 742	Banco de Chile	26/10/2012	29/09/2014	José Musalem Saffie	27/11/2014	2.000.000	-
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	STS	Emisión de Línea Serie A / N° 923	Banco de Chile	10/09/2018	10/09/2018	Roberto Antonio Cifuentes	10/01/2019	4.000.000	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Emisión de Línea Serie G / N° 663	Banco de Chile	11/02/2011	15/09/2014	José Musalem Saffie	27/11/2014	1.000.000	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Bono Serie M / N° 1201	Banco de Chile	16/01/2025	-	Notaría Leiva	28/01/2025	2.000.000	-
Sociedad de Transmisión Austral S.A.	STA	144A/REG-S	UMB Bank	N.A	N.A	N.A	21/01/2022	-	390.000.000

19. Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar

La composición de este rubro al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	30/06/2026	31/12/2025	30/06/2026	31/12/2025
	M\$	M\$	M\$	M\$
Cuentas por pagar comerciales	197.111.977	203.664.334	35.977.373	21.038.688
Otras cuentas por pagar	47.251.631	38.665.426	-	-
Totales Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	244.363.608	242.329.760	35.977.373	21.038.688

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	30/06/2026	31/12/2025	30/06/2026	31/12/2025
	M\$	M\$	M\$	M\$
Proveedores por compra de energía y peajes	121.800.128	119.991.421	35.977.373	21.038.688
Proveedores por compra de combustible y gas	7.890.532	2.337.089	-	-
Cuentas por pagar por importaciones en tránsito	4.231.994	2.132.447	-	-
Cuentas por pagar por bienes y servicios	63.189.323	79.203.377	-	-
Dividendos por pagar a terceros	224.119	351.344	-	-
Cuentas por pagar a instituciones fiscales	1.497.524	1.471.727	-	-
IVA débito fiscal	19.834.871	14.162.275	-	-
Otras cuentas por pagar	25.695.117	22.680.080	-	-
Totales Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	244.363.608	242.329.760	35.977.373	21.038.688

Las cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar incluyen, cuentas por pagar acumuladas asociadas a las leyes 21.185 y 21.472 correspondientes al Fondo de Estabilización de Tarifas (PEC 1 y PEC 2), el cual se traduce en un Pass through de las cuentas por cobrar. (Ver nota 7, deudores comerciales).

El detalle por vencimiento de cuentas por pagar comerciales al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 es el siguiente:

Proveedores con pago al día	30/06/2026			
	Bienes	Servicios	Otros	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Hasta 30 días	13.653.337	155.673.648	27.784.992	197.111.977
Entre 31 y 60 días	-	-	-	-
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-
Entre 121 y 365 días	-	-	-	-
Más de 365 días	-	-	-	-
Totales Proveedores con pago al día	13.653.337	155.673.648	27.784.992	197.111.977

Proveedores con pago al día	31/12/2025			
	Bienes	Servicios	Otros	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Hasta 30 días	20.345.436	162.978.303	20.340.595	203.664.334
Entre 31 y 60 días	-	-	-	-
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-
Entre 121 y 365 días	-	-	-	-
Más de 365 días	-	-	-	-
Totales Proveedores con pago al día	20.345.436	162.978.303	20.340.595	203.664.334

En relación al pago de proveedores, en general se efectúa en el plazo de 30 días y además no se encuentran afectos a intereses.

El detalle de los principales proveedores de Cuentas por pagar comerciales al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 es el siguiente:

Razón social proveedor	RUT	30/06/2026	
		M\$	%
Gm Holdings S.A	76.240.103-7	5.347.216	2,71%
Copec S.A.	99.520.000-7	5.148.791	2,61%
Engie Energía Chile S.A.	88.006.900-4	4.684.482	2,38%
Chint Electric Co.Ltd	Proveedor Extranjero	4.250.329	2,16%
Enel Generacion Chile S.A.	91.081.000-6	2.292.314	1,16%
Equans Mantenimiento y Montaje Eléctrico SpA	96.543.670-7	1.905.063	0,97%
Wuxi Fasten Euenon Co.,Ltd	Proveedor Extranjero	1.627.804	0,83%
Industrias Electromecanicas Magnetr.	Proveedor Extranjero	1.252.989	0,64%
Acciona Energía Chile Holdings S.A	76.437.712-5	1.189.166	0,60%
Emp Nacional De Energia Enx Sa	92.011.000-2	964.418	0,49%
Provisión Energía y Peajes (CEN) (*)		98.799.772	50,12%
Otros Proveedores		69.649.633	35,34%
Totales		197.111.977	100,00%

Razón social proveedores	RUT	31/12/2025	
		M\$	%
Engie Energía Chile S.A.	88.006.900-4	17.016.863	8,36%
B. Bosch S.A.	84.716.400-K	7.086.891	3,48%
Gm Holdings S.A	76.240.103-7	4.869.319	2,39%
Equans Mantenimiento y Montaje Eléctrico SpA	96.543.670-7	3.475.435	1,71%
Chint Electric Co.Ltd	Proveedor Extranjero	2.389.523	1,17%
Besalco Energía Renovable S.A.	76.249.099-4	2.159.787	1,06%
Elecnor Chile S. A.	96.791.730-3	1.823.431	0,90%
Emec Montajes Eléctricos y Construcción Ltda.	76.048.740-6	1.712.869	0,84%
Enel Generacion Chile S.A.	91.081.000-6	1.364.950	0,67%
Weg Chile S.A.	99.528.050-7	1.338.979	0,66%
Provisión Energía y Peajes (CEN) (*)		90.450.648	44,41%
Otros Proveedores		69.975.639	34,36%
Totales		203.664.334	100,00%

(*) Energía y Peajes pendientes de reliquidación y/o facturación por el Sistema Eléctrico.

20. Instrumentos financieros

20.1. Instrumentos financieros por categoría

Según categoría los activos y pasivos por instrumentos financieros son los siguientes:

a) Activos Financieros

Activos financieros	30/06/2026		
	A costo amortizado	A valor razonable con cambio en resultados	Totales
	M\$	M\$	M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	82.421.514	72.132.468	154.553.982
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	545.532.257	-	545.532.257
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	5.253.974	-	5.253.974
Otros activos financieros no corrientes	2.637.509	-	2.637.509
Totales Activos financieros	635.845.254	72.132.468	707.977.722

Activos financieros	31/12/2025		
	A costo amortizado	A valor razonable con cambio en resultados	Totales
	M\$	M\$	M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	48.248.697	9.961.465	58.210.162
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	485.247.442	-	485.247.442
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	27.946.957	-	27.946.957
Otros activos financieros no corrientes	3.079.028	-	3.079.028
Totales Activos financieros	564.522.124	9.961.465	574.483.589

b) Pasivos Financieros

Pasivos financieros	30/06/2026	
	A costo amortizado	Totales
	M\$	M\$
Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes	1.691.172.207	1.691.172.207
Pasivos por arrendamientos corrientes y no corrientes	20.125.472	20.125.472
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes y no corrientes	280.340.981	280.340.981
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	207.647.864	207.647.864
Totales Pasivos financieros	2.199.286.524	2.199.286.524

Pasivos financieros	31/12/2025	
	A costo amortizado	Totales
	M\$	M\$
Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes	1.584.718.733	1.584.718.733
Pasivos por arrendamientos corrientes y no corrientes	20.885.571	20.885.571
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes y no corrientes	263.368.448	263.368.448
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	148.734.032	148.734.032
Totales Pasivos financieros	2.017.706.784	2.017.706.784

20.2. Valor Razonable de instrumentos financieros

a) Valor Razonable de instrumentos financieros contabilizados a costo amortizado

A continuación, se resumen los valores razonables de los principales activos y pasivos financieros, incluyendo aquellos que en el Estado Consolidado Intermedio de Situación Financiera no se presentan a su valor razonable.

Activos financieros	30/06/2026	
	Valor libro	Valor razonable
	M\$	M\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado		
Efectivo en caja	5.719.477	5.719.477
Saldo en bancos	6.781.156	6.781.156
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	545.532.257	545.532.257
Pasivos financieros		
Pasivos financieros mantenidos a costo amortizado	30/06/2026	
	Valor libro	Valor razonable
	M\$	M\$
Otros pasivos financieros corrientes (deuda bancaria)	413.184.957	413.184.957
Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes (bonos)	1.277.987.250	1.292.642.152
Pasivos por arrendamientos corrientes y no corrientes	20.125.472	20.125.472
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes y no corrientes	280.340.981	280.340.981
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	207.647.864	207.647.864

b) Metodología y supuestos utilizados en el cálculo del Valor Razonable

El Valor Razonable de los Activos y Pasivos Financieros se determinaron mediante la siguiente metodología:

- Los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes así como los acreedores comerciales y otras cuentas por pagar corresponden a saldos por cobrar principalmente asociados a venta de energía y peajes, los cuales tienen un horizonte de cobro de corto plazo y por otro lado, no presentan un mercado formal donde se transen. De acuerdo a lo anterior, la valoración a costo o costo amortizado en una buena aproximación del Valor Razonable.
- El Valor Razonable de los Bonos y de la Deuda Bancaria, se determinó en base a referencias de precios de mercado, ya que estos instrumentos son transados en el mercado bajo condiciones estándares y con un alto grado de liquidez.

c) Reconocimiento de mediciones a Valor Razonable en los Estados Financieros Consolidados:

El reconocimiento del valor razonable en los Estados Financieros Consolidados Intermedios se realiza de acuerdo con los siguientes niveles:

- Nivel 1: Corresponde a metodologías de medición a Valor Razonable mediante cuotas de mercados (sin ajustes) en mercado activos y considerando los mismos Activos y Pasivos valorizados.
- Nivel 2: Corresponde a metodologías de medición a Valor Razonable mediante datos de cotizaciones de mercado, no incluidos en Nivel 1, que sean observables para los Activos y Pasivos valorizados, ya sea directamente (precios) o indirectamente (derivado de los precios).
- Nivel 3: Corresponde a metodologías de medición a Valor Razonable mediante técnicas de valorización, que incluyan datos sobre los Activos y Pasivos valorizados, que no se basen en datos de mercados observables.

21. Provisiones

21.1. Juicios y multas

En el curso normal de sus operaciones, la Compañía es parte en diversos juicios y acciones legales iniciadas, o en proceso de inicio, derivadas de operaciones de la industria en la cual opera. En opinión de la administración y sus asesores legales, a la fecha de estos estados financieros, no es posible estimar con exactitud potenciales pérdidas por este concepto.

21.2. Otras provisiones corrientes

a) La composición de este rubro al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 es el siguiente:

Otras provisiones corrientes	Corrientes	
	30/06/2026	31/12/2025
	M\$	M\$
Otras provisiones (*)	6.648.243	6.526.321
Totales	6.648.243	6.526.321

(*) Corresponde a provisiones de multas y juicios.

b) El movimiento de las provisiones durante los periodos 2026 y 2025, es el siguiente:

Movimientos Otras provisiones corrientes	Reclamaciones legales	Totales
	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2026	6.526.321	6.526.321
Provisiones adicionales	1.385.128	1.385.128
Provisiones no utilizadas	(905.328)	(905.328)
Incremento (decremento) en provisiones existentes	122.668	122.668
Provisiones utilizadas	(480.546)	(480.546)
Total movimientos	121.922	121.922
Saldo final al 30/06/2026	6.648.243	6.648.243

Movimientos Otras provisiones corrientes	Reclamaciones legales	Totales
	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2025	7.414.919	7.414.919
Provisiones adicionales	2.467.388	2.467.388
Provisiones no utilizadas	(3.178.607)	(3.178.607)
Incremento (decremento) en provisiones existentes	(62.428)	(62.428)
Provisiones utilizadas	(114.951)	(114.951)
Total movimientos	(888.598)	(888.598)
Saldo final al 31/12/2025	6.526.321	6.526.321

21.3. Provisiones corrientes por beneficios a los empleados

a) La composición de este rubro al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Corrientes	
	30/06/2026	31/12/2025
	M\$	M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	3.465.812	3.791.850
Provisión por beneficios anuales	8.258.152	17.524.377
Totales	11.723.964	21.316.227

El detalle del movimiento de las provisiones al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025, es el siguiente:

Movimientos Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Vacaciones del personal	Beneficios anuales	Totales
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2026	3.791.850	17.524.377	21.316.227
Incremento (decremento) en provisiones existentes	1.974.645	8.721.063	10.695.708
Provisiones utilizadas	(2.300.683)	(17.987.288)	(20.287.971)
Total movimientos	(326.038)	(9.266.225)	(9.592.263)
Saldo final al 30/06/2026	3.465.812	8.258.152	11.723.964

Movimientos Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Vacaciones del personal	Beneficios anuales	Totales
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2025	3.469.617	15.587.774	19.057.391
Incremento (decremento) en provisiones existentes	3.411.087	17.457.861	20.868.948
Provisiones utilizadas	(3.088.854)	(15.521.258)	(18.610.112)
Total movimientos	322.233	1.936.603	2.258.836
Saldo final al 31/12/2025	3.791.850	17.524.377	21.316.227

21.4. Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados

a) Beneficios de prestación definida:

Indemnizaciones por años de servicios: El trabajador percibe una proporción de su sueldo base (0,9) por cada año de en la fecha de su retiro. Este beneficio se hace exigible una vez que el trabajador ha prestado servicios permanencia durante a lo menos 10 años.

El desglose de las provisiones no corrientes al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025, es el siguiente:

Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	No corrientes	
	30/06/2026	31/12/2025
	M\$	M\$
Indemnizaciones por años de servicios	28.595.658	26.561.520
Totales	28.595.658	26.561.520

Desembolsos futuros

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida en el presente año ascienden a M\$3.248.738.

Duración de los compromisos

El promedio ponderado de la duración de las Obligaciones para la Sociedad y sus filiales corresponde a 9,36 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 10 y más años es como sigue:

Años	Monto
	M\$
1	3.248.738
2	2.010.143
3	2.324.498
4	2.278.517
5	1.990.588
6 a 10	13.147.692

b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante los periodos 2026 y 2025, es el siguiente:

Movimientos Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	Totales
	M\$
Saldo inicial al 01/01/2026	26.561.520
Costo por intereses	1.037.925
Costo del servicio del periodo	1.333.349
Costo de periodos anteriores	673.658
Pagos realizados en el periodo	(992.322)
Variación actuarial por cambio de tasa	(18.472)
Total movimientos	2.034.138
Saldo final al 30/06/2026	28.595.658

Movimientos Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	Totales
	M\$
Saldo inicial al 01/01/2025	22.458.450
Costo por intereses	1.289.134
Costo del servicio del periodo	2.657.945
Costo de periodos anteriores	195.799
Pagos realizados en el periodo	(814.282)
Variación actuarial por cambio de tasa	774.474
Total movimientos	4.103.070
Saldo final al 31/12/2025	26.561.520

c) Los montos registrados en el Estado Consolidado Intermedio de resultados integrales, son los siguientes:

Gasto reconocido en Otros Resultados Integrales	01/01/2026 30/06/2026	01/01/2025 30/06/2025
	M\$	M\$
Costo por intereses	1.037.925	755.011
Costo del servicio del periodo	1.333.349	1.183.762
Total Gasto reconocido en Estado de Resultados	2.371.274	1.938.773
Pérdida actuarial neta por plan de beneficios definidos	(18.472)	(86.023)
Totales Gasto reconocido en Otros Resultados Integrales	2.352.802	1.852.750

d) Supuestos actuariales utilizados al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025:

Supuestos actuariales	30/06/2026	31/12/2025
Tasa de descuento (nominal)	5,54%	5,37%
Tasa esperada de incrementos salariales (nominal)	1,50%	1,50%
Tablas de mortalidad	RV H 2020 / RV M 2020	RV H 2020 / RV M 2020
Tasa de rotación	2,65%	3,60%
Edad de retiro	65 H / 60 M	65 H / 60 M

e) Sensibilizaciones

Sensibilización de tasa de descuento:

Al 30 de junio de 2026, la sensibilidad del monto del pasivo actuarial, por beneficios de indemnizaciones por años de servicio, de 1 punto porcentual en la tasa de descuento genera los siguientes efectos:

Sensibilización de la tasa de descuento	Disminución de 1%	Incremento de 1%
	M\$	M\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos aumento / (disminución) de pasivo	2.684.276	(2.314.018)

Sensibilización de tasa esperada de incremento salarial:

Al 30 de junio de 2026, la sensibilidad del monto del pasivo actuarial, por beneficios de indemnizaciones por años de servicio, de 1 punto porcentual en la tasa esperada de incremento salarial genera los siguientes efectos:

Sensibilización esperada de incremento salarial	Disminución de 1%	Incremento de 1%
	M\$	M\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos (disminución) / aumento de pasivo	(2.223.705)	2.552.950

22. Otros activos y pasivos no financieros

a) La composición de los activos no financieros al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 es el siguiente:

Otros activos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	30/06/2026	31/12/2025	30/06/2026	31/12/2025
	M\$	M\$	M\$	M\$
Gastos anticipados	2.169.767	3.915.988	325.687	360.396
Remesas de importaciones	12.814.241	3.314.795	-	-
Otros activos no financieros	548.904	285.709	31.019	31.019
Total Otros activos no financieros	15.532.912	7.516.492	356.706	391.415

b) El detalle de los pasivos no financieros al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	30/06/2026	31/12/2025	30/06/2026	31/12/2025
	M\$	M\$	M\$	M\$
Subvenciones gubernamentales (obras FNDR) (*)	18.317.344	18.471.231	-	-
Otras obras de terceros	18.825.874	20.142.959	-	-
Ingresos anticipados por venta de peajes	386.445	386.445	6.447.201	6.642.273
Otros pasivos no financieros	-	-	2.688.358	2.795.977
Total Otros pasivos no financieros	37.529.663	39.000.635	9.135.559	9.438.250

(*) Las subvenciones corresponden principalmente a aportes FNDR (Fondo Nacional de Desarrollo Regional), destinados a financiar obras de electrificación rural, netos de los costos realizados por la Sociedad y sus filiales, y se registran contablemente de acuerdo en lo descrito en Nota 2.15.2.

El detalle de los ingresos anticipados por venta de peajes al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 es el siguiente:

Clientes	Fecha liquidación	Corrientes		No corrientes	
		30/06/2026	31/12/2025	30/06/2026	31/12/2025
		M\$	M\$	M\$	M\$
Hidroensur, Hidronalca e Hidropalmar (*)	01/06/2042	91.929	91.929	1.378.942	1.424.907
Hidroensur, Hidronalca e Hidropalmar (*)	01/06/2042	83.571	83.571	1.253.556	1.295.341
Hidroensur, Hidronalca e Hidropalmar (*)	01/06/2042	23.102	23.102	728.099	752.088
Hidroensur, Hidronalca e Hidropalmar (*)	01/12/2043	27.537	27.537	461.017	474.786
Hidroensur, Hidronalca e Hidropalmar (*)	01/08/2042	47.223	47.223	335.189	346.362
Hidroensur, Hidronalca e Hidropalmar (*)	01/06/2045	16.371	16.371	310.809	318.995
Hidroensur, Hidronalca e Hidropalmar (*)	01/11/2046	14.852	14.852	314.047	321.473
Hidroensur, Hidronalca e Hidropalmar (*)	01/08/2042	17.397	17.397	264.401	273.100
Hidroensur, Hidronalca, Hidropalmar, Hidro Ensenada e Hidrobonito (*)	-	48.796	48.796	988.187	1.012.585
Parque Eólico Cabo Leones I S.A. (*)	31/12/2047	-	-	137.934	138.858
Iberólica Cabo Leones II S.A. (*)	31/12/2047	-	-	137.934	138.859
Eólica La Esperanza S.A. (**)	31/03/2036	15.667	15.667	137.085	144.919
Total Clientes		386.445	386.445	6.447.201	6.642.273

(*) La amortización es a 30 años desde la puesta en marcha por cada tramo.

(**) La amortización es a 20 años desde la puesta en marcha por cada tramo.

23. Patrimonio

23.1. Patrimonio neto de la Sociedad

23.1.1. Capital suscrito y pagado

Al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025, el capital social de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. asciende a M\$483.747.016. El capital está representado por 100 acciones serie A y 93.780.651 acciones serie B suscritas y pagadas.

Las acciones serie A tienen todos los derechos que la normativa vigente les confiere a las acciones ordinarias. Por su parte, las acciones serie B tienen todos los derechos que la normativa vigente les confiere a las acciones ordinarias, pero que gozan de la preferencia para convocar a juntas de Accionistas (tendrán el privilegio de convocar juntas ordinarias y extraordinarias de Accionistas, cuando lo soliciten, a lo menos, el 5% de estas acciones) y la limitación para elegir Directores (no tendrán derecho a elegir Directores).

23.1.2. Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas del día 28 de abril de 2026 se acordó no distribuir dividendos con cargos a las utilidades del ejercicio 2025.

En Junta Ordinaria de Accionistas del día 30 de abril de 2025 se acordó no distribuir dividendos con cargos a las utilidades del ejercicio 2024.

Durante el ejercicio 2025 se llevó a cabo el pago de Dividendos por un monto total M\$285.973 a los accionistas minoritarios de las siguientes empresas: Saesa, Frontel, STS, Edelayesn y STA.

23.1.3. Otras reservas

El detalle al 30 de junio de 2026 de otras reservas es el siguiente:

Movimientos Otras reservas	Saldo inicial al 01/01/2026	Reserva de diferencias de cambio en conversiones	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Saldo final al 30/06/2026
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Reserva de diferencias de cambio en conversiones, neta de impuestos diferidos	23.752.580	2.230.530	-	-	25.983.110
Reserva de coberturas de flujo de efectivo, neta de impuestos	984	-	-	-	984
Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos, neta de impuestos diferidos	(1.351.274)	-	13.446	-	(1.337.828)
Otras reservas varias (*)	22.190.336	-	-	23.867	22.214.203
Efecto fusión STS y Sagesa (proforma)	9.870				9.870
Efecto fusión filiales al 31/05/2011 (**)	19.506.605				19.506.605
Totales	64.109.101	2.230.530	13.446	23.867	66.376.944

El detalle al 30 de junio de 2025 de otras reservas es el siguiente:

Movimientos Otras reservas	Saldo inicial al 01/01/2025	Reserva de diferencias de cambio en conversiones	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Saldo final al 30/06/2025
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Reserva de diferencias de cambio en conversiones, neta de impuestos diferidos	39.616.976	(7.775.646)	-	-	31.841.330
Reserva de coberturas de flujo de efectivo, neta de impuestos	984	-	-	-	984
Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos, neta de impuestos diferidos	(633.182)	-	61.758	-	(571.424)
Otras reservas varias (*)	22.215.700	-	-	-	22.215.700
Efecto fusión STS y Sagesa (proforma)	9.870				9.870
Efecto fusión filiales al 31/05/2011 (**)	19.506.605				19.506.605
Totales	80.716.953	(7.775.646)	61.758	-	73.003.065

(*) Otras reservas varias por M\$22.215.700, están compuestas por M\$8.506.366 que corresponden a revalorización del capital pagado por el año 2009 (período de transición a NIIF), según lo indicado en Oficio Circular N° 456 de la Comisión para el Mercado Financiero (CMF), abono por M\$585.683 por efecto de la compra a Eléctrica Puntilla S.A. del 49,9% de las acciones que esta poseía en la Sociedad Sistema de Transmisión del Centro S.A. ("STC") por parte de Inversiones Los Lagos IV Limitada, M\$11.873.639 por efecto de la fusión de STS con Saesa Transmisión y Frontel Transmisión, M\$122.306 por efecto de la participación en STA, producto de las acciones pendientes de pago y por M\$2.300.552, por efecto de absorción de su filial Inversiones Eléctricas del Sur Dos Ltda., realizada el 5 de diciembre de 2008. Esta última operación fue tratada como unificación de intereses por corresponder a empresas bajo control común.

Con fecha 1 de diciembre de 2021, se realizó la fusión por incorporación de las empresas de transmisión antigua STS, Frontel Transmisión en Nueva STS, quedando la mencionada Sociedad como continuadora legal. Luego de producida la fusión la empresa pasó a denominarse Sistema de Transmisión del Sur S.A. o STS (Nueva STS). En esta fusión se originó una plusvalía tributaria que dio origen a un activo por impuesto diferido de MM\$ 12.017 millones. Por tratarse de una operación entre partes relacionadas, los efectos que se originen deben formar parte del patrimonio. Bajo esa directriz la Sociedad reclasificó este efecto en Otras reservas.

(**) El efecto por fusión de M\$19.506.605 se origina en la fusión por absorción de las sociedades filiales (Antigua Saesa y Antigua Frontel). Producto de lo anterior y de acuerdo a normas tributarias vigentes, se originaron beneficios tributarios que implicaron mayores activos por impuestos diferidos de M\$19.749.955, la diferencia por M\$243.350, corresponde al ajuste de participación de la Sociedad en Saesa y Frontel producto del canje de acciones, como consecuencia de la fusión materializada el 31 de mayo de 2011.

23.1.4. Diferencias de conversión

El detalle de las sociedades filiales y de las sociedades relacionadas que presentan reservas por diferencias de conversión netas de impuestos al 30 de junio de 2026 y 2025, es el siguiente:

Reservas de diferencias de cambio en conversiones		30/06/2026	30/06/2025
		M\$	M\$
Sociedad Generadora Austral S.A.	SGA	4.720.242	4.867.228
Sagesa Generación S.A.	SAGESA GX	6.956.664	7.358.719
STA II S.A.	STA II	338.035	336.923
Sagesa S.A.	SAGESA TX	(15.570)	(15.570)
Sistema de Transmisión del Centro S.A.	STC	6.441.722	6.833.569
Sistema de Transmisión del Norte S.A.	STN	8.444.578	9.023.289
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	SATT	6.158.504	6.690.594
Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	CABO LEONES	1.088.430	1.476.767
Sociedad de Transmisión Austral S.A.	STA	(8.344.758)	(5.032.104)
Tolchén Transmisión SpA	TOLCHÉN	195.263	301.915
Total Reservas de diferencias de cambio en conversiones		25.983.110	31.841.330

La reserva de conversión proviene de las diferencias de cambio que se originan en la conversión de las filiales que tienen moneda funcional dólar estadounidense.

23.1.5. Ganancias acumuladas

Los saldos de Ganancias Acumuladas al 30 de junio de 2026 es el siguiente:

Movimientos Ganancias (pérdidas) acumuladas	Utilidad líquida distributable acumulada	Ajustes de primera adopción no realizados	Totales
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/jueves	213.787.670	373.036	214.160.706
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora (*)	33.564.581	-	33.564.581
Reverso provisión dividendo año anterior (**)	24.441.820	-	24.441.820
Provisión dividendo mínimo del periodo	(10.069.375)	-	(10.069.375)
Total movimientos	47.937.026	-	47.937.026
Saldo final al 30/06/2026	261.724.696	373.036	262.097.732

(*) La utilidad distributable del periodo 2026, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2026, esto es M\$33.564.581.

(**) El efecto de la reversa de la provisión correspondiente al ejercicio anterior, junto con la provisión del dividendo correspondiente al año 2026, se refleja de manera detallada en la nota de patrimonio del estado financiero del presente periodo.

Los saldos de Ganancias Acumuladas al 30 de junio de 2025 es el siguiente:

Movimientos Ganancias (pérdidas) acumuladas	Utilidad líquida distribuible acumulada	Ajustes de primera adopción no realizados	Totales
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/miércoles	145.100.737	373.036	145.473.773
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora (*)	34.409.218	-	34.409.218
Reverso provisión dividendo año anterior	11.656.018	-	11.656.018
Provisión dividendo mínimo del periodo	(10.322.765)	-	(10.322.765)
Total movimientos	35.742.471	-	35.742.471
Saldo final al 30/06/2025	180.843.208	373.036	181.216.244

(*) La utilidad distribuible del periodo 2025, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2025, esto es M\$34.409.218.

23.2. Gestión de capital

El objetivo de la Sociedad y sus filiales es mantener un nivel adecuado de capitalización, que le permita asegurar el desarrollo de sus objetivos operacionales y financieros en el mediano y largo plazo, con el fin de generar retornos a sus accionistas.

23.3. Restricciones a la disposición de fondos

En virtud de los contratos de emisión de bonos que posee la Sociedad, el envío de flujo a sus accionistas está condicionado, al cumplimiento de las restricciones financieras mencionadas en la Nota 35 junto a que en una cuenta de reserva especial se tengan los flujos necesarios para el pago de sus obligaciones financieras por los próximos 12 meses. En virtud de lo anterior, la Administración tiene como objetivo realizar las operaciones de pago a sus accionistas en los periodos que hagan más eficiente el uso de los recursos de modo de disminuir los costos financieros asociados.

Al 30 de junio de 2026 y 2025, la cuenta de reserva especial no tiene saldo.

23.4. Patrimonio de participaciones no controladoras

El detalle por sociedad de los efectos originados por la participación de no controladores en el patrimonio al 30 de junio de 2026 y 2025 y los efectos en ganancia de los no controladores al 30 de junio de 2026 y 2025, son los siguientes:

RUT	Razón social	Nombre abreviado	% Participación		Patrimonio filiales		Participaciones no controladoras	
			30/06/2026	31/12/2025	30/06/2026	31/12/2025	30/06/2026	31/12/2025
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	6,762675%	6,762675%	106.853.091	107.550.141	7.226.127	7.273.267
77.708.654-5	Sagesa Generación S.A.	SAGESA GX	0,001334%	0,001334%	31.228.768	29.945.957	416	399
76.186.388-6	Sagesa S.A.	SAGESA TX	0,001334%	0,001334%	26.546.363	24.000.614	354	320
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	0,083632%	0,083632%	280.315.498	275.222.987	234.434	230.175
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	0,626256%	0,626256%	224.874.707	218.364.638	1.408.292	1.367.524
77.122.643-4	Sociedad de Transmisión Austral S.A.	STA	0,030642%	0,030642%	380.363.390	366.738.776	116.552	112.376
77.729.726-0	STA II S.A.	STA II	0,030642%	0,030642%	41.220.771	38.990.722	12.631	11.948
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	STS	0,141435%	0,141435%	290.712.380	279.132.436	411.171	394.792
Totales							9.409.977	9.390.801

RUT	Razón social	Nombre abreviado	% Participación		Resultado filiales		Participaciones no controladoras	
			01/01/2026 30/06/2026	01/01/2025 30/06/2025	01/01/2026 30/06/2026	01/01/2025 30/06/2025	01/01/2026 30/06/2026	01/01/2025 30/06/2025
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Alsén S.A.	EDELAYSEN	6,762675%	6,762675%	(683.043)	2.763.807	(46.192)	186.907
77.708.654-5	Sagesa Generación S.A.	SAGESA GX	0,001334%	0,001334%	574.328	292.088	8	4
76.186.388-6	Sagesa S.A.	SAGESA TX	0,001334%	0,001334%	1.938.091	1.781.799	26	24
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	0,083632%	0,083632%	7.041.483	2.741.336	5.889	2.293
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	0,626256%	0,626256%	9.089.430	10.952.452	56.923	68.589
77.122.643-4	Sociedad de Transmisión Austral S.A.	STA	0,030642%	0,030642%	18.124.810	33.284.907	5.552	10.199
77.729.726-0	STA II S.A.	STA II	0,030642%	0,030642%	439.175	(737.625)	135	(226)
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	STS	0,141435%	0,141435%	16.360.321	29.519.160	23.139	41.750
Totales							45.480	309.540

24. Ingresos

La composición de este rubro en el Estado Consolidado Intermedio de Resultados Integrales al 30 de junio de 2026 y 2025, es el siguiente:

Ingresos de actividades ordinarias

Ingresos de actividades ordinarias	01/01/2026 30/06/2026	01/01/2025 30/06/2025	01/04/2026 30/06/2026	01/04/2025 30/06/2025
	M\$	M\$	M\$	M\$
Venta de Energía	489.287.295	493.614.926	249.873.521	252.911.620
Distribución	385.047.875	375.772.199	196.408.486	193.562.454
Residencial	192.014.227	185.398.044	99.785.022	98.138.949
Comercial	95.690.714	94.027.277	47.778.070	47.396.445
Industrial	32.534.308	32.482.583	16.031.090	16.331.388
Otros (*)	64.808.626	63.864.295	32.814.304	31.695.672
Transmisión	63.600.975	62.045.013	32.681.627	31.371.397
Generación y Comercialización	40.638.445	55.797.714	20.783.408	27.977.769
Otros ingresos	25.513.318	19.378.584	12.049.377	9.685.196
Apoyos	426.997	362.310	189.852	160.930
Arriendo medidores	636.740	603.265	335.066	301.249
Cargo por pago fuera de plazo	5.606.038	4.498.998	2.777.542	2.189.600
Mantenimiento de líneas de transmisión	18.142.697	13.204.219	8.341.392	6.630.620
Otros	700.846	709.792	405.525	402.797
Total Ingresos de actividades ordinarias	514.800.613	512.993.510	261.922.898	262.596.816

(*) El detalle de los Otros Ingresos de distribución, es el siguiente:

Otros Ingresos de actividades ordinarias de Distribución	01/01/2026 30/06/2026	01/01/2025 30/06/2025	01/04/2026 30/06/2026	01/04/2025 30/06/2025
	M\$	M\$	M\$	M\$
Agrícola	20.410.753	22.843.998	8.549.137	9.335.398
Transporte	53.196	36.232	27.788	19.327
Municipal	18.100.432	16.900.179	9.989.313	9.342.294
Alumbrado público	12.677.681	12.249.475	6.909.807	6.661.477
Otros	13.566.564	11.834.411	7.338.259	6.337.176
Total Otros Ingresos de actividades ordinarias de Distribución	64.808.626	63.864.295	32.814.304	31.695.672

Otros ingresos

Otros ingresos	01/01/2026 30/06/2026	01/01/2025 30/06/2025	01/04/2026 30/06/2026	01/04/2025 30/06/2025
	M\$	M\$	M\$	M\$
Prestación de servicios	2.029.780	2.154.039	1.098.552	1.186.291
Construcción de obras y trabajos a terceros	39.320.755	25.935.073	16.405.376	16.413.800
Venta de materiales, equipos y servicios	966.498	744.260	551.624	502.502
Arrendamientos	2.323.397	1.702.875	1.489.783	955.549
Intereses créditos y préstamos	295.321	217.946	136.209	99.860
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	161.664	263.098	116.738	54.419
Ingresos por gestión de demanda y equipos móviles	14.298	14.005	3.803	7.504
Otros ingresos	1.999.532	1.782.310	1.086.077	915.262
Total Otros ingresos	47.111.245	32.813.606	20.888.162	20.135.187

A continuación, se presenta la clasificación de ingresos ordinarios y otros ingresos al 30 de junio de 2026 y 2025 según la clasificación establecida por NIIF 15:

Ingresos de actividades ordinarias	01/01/2026 30/06/2026	01/01/2025 30/06/2025	01/04/2026 30/06/2026	01/04/2025 30/06/2025
	M\$	M\$	M\$	M\$
Reconocimientos de ingresos a lo largo del tiempo				
Venta de energía distribución	385.047.875	375.772.199	196.408.486	193.562.454
Transmisión	63.600.975	62.045.013	32.681.627	31.371.397
Generación y comercialización	40.638.445	55.797.714	20.783.408	27.977.769
Otros ingresos	25.513.318	19.378.584	12.049.377	9.685.196
Total Ingresos reconocidos a lo largo del tiempo	514.800.613	512.993.510	261.922.898	262.596.816
Total Ingresos de actividades ordinarias	514.800.613	512.993.510	261.922.898	262.596.816

Otros ingresos	01/01/2026 30/06/2026	01/01/2025 30/06/2025	01/04/2026 30/06/2026	01/04/2025 30/06/2025
	M\$	M\$	M\$	M\$
Reconocimientos de ingresos a lo largo del tiempo				
Prestación de servicios	2.029.780	2.154.039	1.098.552	1.186.291
Construcción de obras y trabajos a terceros	39.320.755	25.935.073	16.405.376	16.413.800
Intereses créditos y préstamos	295.321	217.946	136.209	99.860
Arrendamientos	2.323.397	1.702.875	1.489.783	955.549
Ingresos por gestión de demanda y equipos móviles	14.298	14.005	3.803	7.504
Otros Ingresos	1.999.532	1.782.310	1.086.077	915.262
Total Ingresos reconocidos a lo largo del tiempo	45.983.083	31.806.248	20.219.800	19.578.266
Reconocimientos de ingresos en un punto del tiempo				
Venta de materiales, equipos y servicios	966.498	744.260	551.624	502.502
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	161.664	263.098	116.738	54.419
Total Ingresos reconocidos en un punto del tiempo	1.128.162	1.007.358	668.362	556.921
Total Otros ingresos	47.111.245	32.813.606	20.888.162	20.135.187

25. Materias primas y consumibles utilizados

La composición de este rubro en el Estado Consolidado Intermedio de Resultados Integrales al 30 de junio de 2026 y 2025 es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	01/01/2026 30/06/2026	01/01/2025 30/06/2025	01/04/2026 30/06/2026	01/04/2025 30/06/2025
	M\$	M\$	M\$	M\$
Compras de energías y peajes	231.122.886	263.277.558	109.808.322	131.041.536
Combustibles para generación, materiales y servicios consumidos	42.175.329	33.687.898	24.169.784	17.880.101
Total Materias primas y consumibles utilizados	273.298.215	296.965.456	133.978.106	148.921.637

26. Gastos por beneficios a los empleados

La composición de este rubro en el Estado Consolidado Intermedio de Resultados Integrales al 30 de junio de 2026 y 2025 es el siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	Anuales		Trimestrales	
	01/01/2026 30/06/2026	01/01/2025 30/06/2025	01/04/2026 30/06/2026	01/04/2025 30/06/2025
	M\$	M\$	M\$	M\$
Sueldos y salarios	53.182.179	46.420.115	26.432.757	23.687.371
Otros beneficios a los empleados a corto plazo	5.505.964	4.396.825	3.976.234	3.691.629
Gasto por beneficios post empleo, planes de beneficios definidos	3.844.244	2.721.361	2.048.252	1.274.711
Activación costo de personal	(6.769.401)	(5.362.567)	(3.436.771)	(3.083.898)
Total Gastos por beneficios a los empleados	55.762.986	48.175.734	29.020.472	25.569.813

27. Gasto por depreciación y amortización

La composición de este rubro en el Estado Consolidado Intermedio de Resultados Integrales al 30 de junio de 2026 y 2025 es el siguiente:

Gasto por depreciación y amortización	01/01/2026 30/06/2026	01/01/2025 30/06/2025	01/04/2026 30/06/2026	01/04/2025 30/06/2025
	M\$	M\$	M\$	M\$
Depreciaciones de Propiedades, Planta y Equipo	31.599.932	29.278.272	16.191.634	14.704.681
Amortizaciones de Intangibles	4.598.118	4.069.639	2.328.131	1.863.834
Amortizaciones de Activos por derecho de uso	3.241.031	1.823.158	1.677.869	1.412.335
Total Gasto por depreciación y amortización	39.439.081	35.171.069	20.197.634	17.980.850

28. Pérdida por deterioro

La composición de los rubros referidos a deterioros al 30 de junio de 2026 y 2025 es el siguiente:

Ganancia (pérdida) por deterioro	01/01/2026 30/06/2026	01/01/2025 30/06/2025	01/04/2026 30/06/2026	01/04/2025 30/06/2025
	M\$	M\$	M\$	M\$
Deterioro de valor de ganancias y reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) determinado de acuerdo con la NIIF 9	5.014.468	3.270.548	3.257.880	2.430.598
Total Ganancia (pérdida) por deterioro	5.014.468	3.270.548	3.257.880	2.430.598

29. Otros gastos por naturaleza

La composición de este rubro en el Estado Consolidado Intermedio de Resultados Integrales al 30 de junio de 2026 y 2025 es el siguiente:

Otros gastos, por naturaleza	01/01/2026 30/06/2026	01/01/2025 30/06/2025	01/04/2026 30/06/2026	01/04/2025 30/06/2025
	M\$	M\$	M\$	M\$
Operación y mantención sistema eléctrico	26.966.446	26.713.682	14.583.785	14.357.735
Sistema generación	3.861.010	3.866.935	2.197.690	2.216.989
Mantención medidores, ciclo comercial	13.185.911	11.995.513	6.710.624	6.172.491
Operación vehículos, viajes y viáticos	2.952.716	2.493.686	1.767.630	1.252.085
Arriendo maquinarias, equipos e instalaciones	217.925	211.159	37.762	134.841
Provisiones y castigos	218.167	272.187	(112.916)	59.891
Gastos de administración y otros servicios prestados	10.938.058	8.717.452	6.063.698	3.962.115
Egresos por construcción de obras a terceros	30.364.470	19.713.134	12.440.964	13.603.725
Otros gastos por naturaleza	792.362	1.040.171	525.077	319.672
Total Otros gastos, por naturaleza	89.497.065	75.023.919	44.214.314	42.079.544

30. Resultados financieros

La composición de los ingresos y costos financieros al 30 de junio de 2026 y 2025, es el siguiente:

Resultado financiero	01/01/2026 30/06/2026	01/01/2025 30/06/2025	01/04/2026 30/06/2026	01/04/2025 30/06/2025
	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	946.031	808.762	568.242	346.181
Ingresos financieros	946.031	808.762	568.242	346.181
Gastos por préstamos bancarios	(9.748.335)	(6.989.225)	(5.096.442)	(3.454.380)
Gastos por bonos	(21.449.537)	(21.554.297)	(10.773.390)	(10.835.652)
Otros gastos financieros	(3.854.226)	(2.937.429)	(1.662.985)	(1.506.102)
Activación gastos financieros	3.818.029	4.105.789	1.774.186	2.025.742
Costos financieros	(31.234.069)	(27.375.162)	(15.758.631)	(13.770.392)
Resultados por unidades de reajuste	(24.786.119)	(19.628.711)	(21.990.605)	(8.234.236)
Positivas	8.864.111	35.218.194	5.043.203	24.831.571
Negativas	(11.304.216)	(28.817.419)	(6.095.507)	(23.850.129)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	(2.440.105)	6.400.775	(1.052.304)	981.442
Total Resultado financiero	(57.514.262)	(39.794.336)	(38.233.298)	(20.677.005)

31. Otras ganancias (pérdidas)

La composición de este rubro en el Estado Consolidado Intermedio de Resultados Integrales al 30 junio de 2026 y 2025, es el siguiente:

Otras ganancias (pérdidas)	01/01/2026 30/06/2026	01/01/2025 30/06/2025	01/04/2026 30/06/2026	01/04/2025 30/06/2025
	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos por enajenación de Activo Fijo	2.646.976	344.250	195.353	268.219
Egresos por enajenación de Activo Fijo	(661.154)	(256.421)	(101.537)	(235.249)
Total Otras ganancias (pérdidas)	1.985.822	87.829	93.816	32.970

32. Segmentos de Negocio

De acuerdo con la definición entregada en NIIF 8 que establece las normas a informar respecto a los segmentos operativos y revelaciones relacionadas con productos y servicios, se reconoce como “Segmentos de Operación” todas aquellas actividades que desarrolla el negocio de las cuales puede obtener ingresos e incurrir en gastos asociados de las actividades ordinarias, cuyos resultados son revisados en forma regular por la Administración para la toma de decisiones de operación y sobre los cuales se dispone de información financiera suficiente y diferenciada para gestionar y evaluar el rendimiento del negocio.

Asimismo, el Grupo reconoce, gestiona y evalúa el rendimiento de sus operaciones por los siguientes segmentos de negocio:

- Generación
- Transmisión
- Distribución
- Comercialización
- Otros

Los indicadores utilizados por la Administración para la medición de desempeño y asignación de recursos a cada segmento están relacionados directamente con el margen de cada actividad y su EBITDA.

Descripción tipos de productos y servicios que proporcionan los ingresos ordinarios de cada segmento a informar:

- **Segmento Generación:** El Grupo participa en la actividad de generación de electricidad en Chile a través de su filial Edelayen y en los Sistemas de Hornopirén y Cochamó cuya operación y explotación está en manos de la filial SAESA. Por lo tanto, en este segmento están involucrados todos los resultados provenientes de actividades relacionadas con los sistemas de generación eléctrica a través de la participación en Mercados de Grandes Clientes, Mercados Mayoristas y -Empresas Distribuidoras. (Ver nota 3.1)
- **Segmento Transmisión:** En este segmento están involucrados los sistemas de transmisión o de transporte de electricidad que comprenden el conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, y que no están destinadas a prestar el servicio público de distribución. (Ver nota 3.2)
- **Segmento Distribución:** Las compañías dedicadas a la distribución eléctrica operan bajo el sistema de concesiones, que definen los territorios en los cuales cada compañía se obliga a servir a los clientes regulados bajo un régimen de tarifa máxima, conjugado con un modelo de empresa eficiente, fijada por la autoridad regulatoria. En este segmento, estarán involucrados los resultados obtenidos de: Ventas a Clientes Regulados, Ventas a Clientes Libres o cobro de peaje y Otros Servicios Asociados a la Distribución (Ver nota 3.3)
- **Segmento Comercialización:** Corresponde a todos los ingresos generados a través de su filial SGA que incluyen aquellos contratos que la sociedad mantiene con clientes por compra y venta de energía. El ingreso por ventas de electricidad se registra en base a la energía suministrada sea que esta se encuentre facturada o estimada a la fecha de presentación de los Estados Financieros y son reconocidos a lo largo del tiempo.
- **Segmento de Otros:** Corresponde a todos aquellos ingresos y gastos asociados a la comercialización y/o venta de productos y servicios que no se encuentran contenidos en los segmentos Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización antes descritos; y que en su defecto no forman parte del giro principal de las compañías y de los cuales se cuenta con información financiera diferenciada.

Información general sobre resultados, activos, pasivos y patrimonio

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Distribución		Transmisión		Generación		Comercialización		Otros		Consolidado	
	01/01/2026 30/06/2026	01/01/2025 30/06/2025	01/01/2026 30/06/2026	01/01/2025 30/06/2025	01/01/2026 30/06/2026	01/01/2025 30/06/2025	01/01/2026 30/06/2026	01/01/2025 30/06/2025	01/01/2026 30/06/2026	01/01/2025 30/06/2025	01/01/2026 30/06/2026	01/01/2025 30/06/2025
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ganancia (pérdida)												
Ingresos de actividades ordinarias	376.647.440	361.949.530	81.549.556	59.478.507	33.039.585	25.958.813	42.885.947	52.402.441	(19.321.915)	13.204.219	514.800.613	512.993.510
Otros ingresos	2.074.235	1.233.534	7.243.192	13.995.726	12.583	143.973	26.803	16.367	37.754.432	17.424.006	47.111.245	32.813.606
Materias primas y consumibles utilizados	(215.072.720)	(224.497.907)	(4.667.074)	(4.522.007)	(21.277.670)	(12.050.306)	(42.856.764)	(53.677.449)	10.576.013	(2.217.787)	(273.298.215)	(296.965.456)
Gastos por beneficios a los empleados	(16.067.271)	(23.898.635)	(4.068.176)	(9.878.290)	(1.439.516)	(1.618.450)	(57.219)	(59.423)	(34.130.804)	(12.720.936)	(55.762.986)	(48.175.734)
Gasto por depreciación y amortización	(25.235.442)	(21.972.808)	(12.889.466)	(11.990.362)	(838.057)	(816.054)	-	-	(476.116)	(391.845)	(39.439.081)	(35.171.069)
Otros gastos, por naturaleza	(61.922.182)	(49.415.727)	(27.640.953)	(7.529.061)	(6.668.601)	(6.819.544)	(173.793)	(219.371)	6.908.464	(11.040.216)	(89.497.065)	(75.023.919)
Otras ganancias (pérdidas)	1.887.451	79.445	97.948	8.384	-	-	-	-	423	-	1.985.822	87.829
Ingresos financieros	387.850	455.973	80.556	57.611	86.867	46.446	27.248	60.154	363.510	188.578	946.031	808.762
Costos financieros	(16.994.957)	(13.665.794)	(10.149.869)	(8.418.116)	(518.658)	(335.789)	(26.640)	(26.947)	(3.543.945)	(4.928.516)	(31.234.069)	(27.375.162)
Deterioro de valor de ganancias y reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) determinado de acuerdo con la NIIF 9	(4.728.484)	(3.226.448)	(191.076)	8.779	2.493	(5.437)	(74.408)	(92.520)	(22.993)	45.078	(5.014.468)	(3.270.548)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	40.136	703.244	(7.102.838)	12.803.974	(48.526)	(712.893)	118.456	(351.209)	4.552.667	(6.042.341)	(2.440.105)	6.400.775
Resultados por unidades de reajuste	(22.566.669)	(15.103.522)	(2.676.668)	(2.004.895)	271.618	230.591	55.690	41.036	129.910	(2.791.921)	(24.786.119)	(19.628.711)
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	18.449.387	12.640.885	19.585.132	42.010.250	2.622.118	4.021.350	(74.680)	(1.906.921)	2.789.646	(9.271.681)	43.371.603	47.493.883
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	(3.504.919)	(4.182.651)	(5.301.018)	(11.908.530)	(245.032)	(65.421)	(19.902)	388.457	(690.671)	2.993.020	(9.761.542)	(12.775.125)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	14.944.468	8.458.234	14.284.114	30.101.720	2.377.086	3.955.929	(94.582)	(1.518.464)	2.098.975	(6.278.661)	33.610.061	34.718.758
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia (pérdida)	14.944.468	8.458.234	14.284.114	30.101.720	2.377.086	3.955.929	(94.582)	(1.518.464)	2.098.975	(6.278.661)	33.610.061	34.718.758
Ganancia (pérdida), atribuible a												
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	14.944.468	8.458.234	14.284.114	30.101.720	2.377.086	3.955.929	(94.582)	(1.518.464)	2.098.975	(6.278.661)	33.564.581	34.409.218
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	45.480	309.540
Ganancia (pérdida)	14.944.468	8.458.234	14.284.114	30.101.720	2.377.086	3.955.929	(94.582)	(1.518.464)	2.098.975	(6.278.661)	33.610.061	34.718.758

Estado de Situación Financiera	Distribución		Transmisión		Generación		Comercialización		Otros		Consolidado	
	30/06/2026	31/12/2025	30/06/2026	31/12/2025	30/06/2026	31/12/2025	30/06/2026	31/12/2025	30/06/2026	31/12/2025	30/06/2026	31/12/2025
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
ACTIVOS												
Activos corrientes	336.286.662	385.756.618	85.955.291	66.294.796	39.758.767	12.273.183	4.738.618	6.917.770	139.475.288	20.844.323	606.214.626	492.086.690
Activos no corrientes	1.402.847.281	1.315.107.308	1.084.999.109	1.054.718.390	91.614.780	103.501.097	13.921.714	11.389.246	1.214.216	5.159.759	2.594.597.100	2.489.875.800
TOTAL ACTIVOS	1.739.133.943	1.700.863.926	1.170.954.400	1.121.013.186	131.373.547	115.774.280	18.660.332	18.307.016	140.689.504	26.004.082	3.200.811.726	2.981.962.490
PASIVOS												
Pasivos corrientes	337.446.772	318.050.886	65.083.447	115.101.748	4.954.524	5.323.793	16.955.216	19.713.440	333.989.315	246.593.447	758.429.274	704.783.314
Pasivos no corrientes	388.932.269	393.363.774	588.231.234	574.369.004	6.033.805	5.716.397	444	382	637.553.031	532.321.995	1.620.750.783	1.505.771.552
TOTAL PASIVOS	726.379.041	711.414.660	653.314.681	689.470.752	10.988.329	11.040.190	16.955.660	19.713.822	971.542.346	778.915.442	2.379.180.057	2.210.554.866
PATRIMONIO												
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	292.576.112	303.757.256	369.511.067	339.572.030	31.228.769	29.945.957	9.410.412	8.482.099	109.495.332	80.259.481	812.221.692	762.016.823
Participaciones no controladoras	8.868.853	8.870.966	528.077	507.488	416	399	-	-	12.631	11.948	9.409.977	9.390.801
PATRIMONIO TOTAL	301.444.965	312.628.222	370.039.144	340.079.518	31.229.185	29.946.356	9.410.412	8.482.099	109.507.963	80.271.429	821.631.669	771.407.624
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	1.027.824.006	1.024.042.882	1.023.353.825	1.029.550.270	42.217.514	40.986.546	26.366.072	28.195.921	1.081.050.309	859.186.871	3.200.811.726	2.981.962.490

33. Medio ambiente

La composición de los costos medioambientales incurridos al 30 de junio de 2026 y 2025 es el siguiente:

Concepto del desembolso	Concepto del costo	30/06/2026	30/06/2025
		M\$	M\$
Proyectos de inversión	Inversión	821.306	572.070
Reforestaciones	Inversión	176.319	248.860
Evaluación plan de manejo	Inversión	7.402	28.509
Gestión de residuos	Costo	40.510	63.417
Otros gastos medioambientales	Costo	9.816	6.217
Reforestaciones	Costo	51.558	112.221
Otros gastos medioambientales	Inversión	78	-
Permisos sectoriales y otros	Inversión	293	-
Asesorías medioambientales	Costo	22.456	8.123
Asesorías medioambientales	Inversión	-	6.466
Totales		1.129.738	1.045.883

No existen compromisos futuros que impliquen gastos medioambientales significativos para la Sociedad y sus filiales, distintos de los que podrían generarse por los conceptos indicados anteriormente.

34. Garantías comprometidas con terceros

Las garantías comprometidas con terceros están relacionadas con construcción de obras a terceros u obras del FNDR (Fondo Nacional de Desarrollo Regional), para electrificación de sectores aislados.

Las garantías entregadas al 30 de junio de 2026 son las siguientes:

Relación	Activos comprometidos			2026	2027	2028	2029	2030	2031
	Tipo de garantía	Moneda	Total						
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	CLP	19.303.611	5.841.594	9.208.607	2.718.396			1.535.014
Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	12.404.531	5.296.682	3.445.935	2.583.538	1.078.376		
Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	26.733.271	10.464.777	2.820.748	2.332.717	5.465.454	1.767.664	3.881.911
Totales			58.441.413	21.603.053	15.475.290	7.634.651	6.543.830	1.767.664	5.416.925

35. Cauciones obtenidas de terceros

Al 30 de junio de 2026, la Sociedad y sus filiales han recibido garantías de clientes, proveedores y contratistas, para garantizar, principalmente, el cumplimiento de contrato de suministro eléctrico, trabajos a realizar y anticipos, por un total de M\$65.143.168 (M\$52.338.554 al 30 de junio de 2025).

36. Compromisos y restricciones

Los contratos de emisión de bonos suscritos por la Sociedad imponen a la Sociedad diversas obligaciones adicionales a las de pago, incluyendo indicadores financieros de variada índole durante la vigencia de dichos contratos, usuales para este tipo de financiamiento.

La Sociedad y sus filiales deben informar trimestralmente el cumplimiento de estas obligaciones. Al 30 de junio de 2026 la Sociedad está en cumplimiento con todos los indicadores financieros exigidos en dichos contratos.

De este modo, esta partida fue incluida por la Sociedad para la determinación de covenants e índices financieros, no afectando los cálculos actuales de covenants y continuando consistentemente con los cálculos realizados en años anteriores, dando cumplimiento a los contratos de deuda firmados por la Sociedad.

A continuación, se describen las principales restricciones a que se ha obligado la Sociedad con motivo de la emisión de Bonos o la contratación de créditos:

Bono Serie E

Consta del Contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y Banco de Chile, como representante de los tenedores de bonos, que consta en escritura pública de fecha 7 de octubre de 2010, otorgada en Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie, el cual fue modificado por escritura pública de fecha 8 de noviembre de 2010 en la misma Notaría, otorgada en la misma notaria. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie E fue inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el número 646.

Con fecha 25 de noviembre de 2010, la Sociedad colocó los bonos Serie E, con cuyos fondos se prepago la totalidad de los Bonos Serie A, la colocación fue por un monto total de UF 4.000.000, con las siguientes restricciones principales:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/EBITDA no superior a 6,75 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas Derivados de cobertura de Activos Financieros que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros de la Sociedad; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros de la Sociedad, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza.

Para los efectos del cálculo del indicador “EBITDA” descrito anteriormente, y sólo en los casos en que la Inflación Acumulada, según dicho término se define a continuación, sea mayor o igual a 5,0%, al EBITDA se le sumará un “Factor de Ajuste”, que corresponderá al resultado de la multiplicación del EBITDA por el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 30 de junio de 2026 este indicador es de 5,74.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA / Gastos Financieros Netos mayor a 2,0, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza. Al 30 de junio de 2026 este indicador es de 4,01.

- Venta de Activos Esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad directa o indirecta de distribución de la Sociedad y sus filiales disminuya de 1.400 GWh por año. Entre los 12 meses móviles anteriores de julio 2025 – junio 2026 la Sociedad distribuyó 4.492 GWh. Con el fin de comparar la evolución del presente año se indica que la Sociedad distribuyó 4.428 GWh por los anteriores 12 meses móviles (julio 2024 – junio 2025). A junio de 2026 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferidos activos esenciales, por lo que cumple con la presente restricción.

Al 30 de junio de 2026 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie H

Consta del Contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y Banco Bice como representante de los tenedores de bonos, que consta de Escritura Pública otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie con fecha 27 de junio de 2013, Repertorio N° 7.583-2013, modificada por Escritura Pública con fecha 2 de agosto de 2013 y complementado por Escritura Pública de fecha 23 de agosto de 2013, Repertorio N°10.133-2013, ambas en el misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie H fue inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el número 762.

Con fecha 29 de agosto de 2013, la Sociedad colocó los bonos Serie H, con cuyos fondos se prepago deuda de corto plazo; la colocación fue por un monto total de UF 3.000.000, con las siguientes restricciones principales:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta sobre EBITDA Ajustado Consolidado no superior a 6,75 el que se medirá sobre los Estados Financieros del Emisor.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a noventa días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los “Activos de Cobertura” que corresponde a la suma de las partidas “Derivados de Cobertura” de Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros del Emisor. Para efectos de esta cláusula y la número Cuatro siguiente se entenderá como “EBITDA Ajustado Consolidado” la suma de los últimos doce meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza, todo lo anterior multiplicado por la suma de uno más el cincuenta por ciento de la Inflación Acumulada. 30 de junio de 2026 este indicador es de 5,63.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA Ajustado Consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,0, medido sobre cifras de los Estados Financieros del Emisor.

Para los efectos de la presente cláusula se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos doce meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos doce meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros del Emisor todo lo anterior multiplicado por la suma de uno más el cincuenta por ciento de la Inflación Acumulada. Al 30 de junio de 2026 este indicador es de 4,01.

Al 30 de junio de 2026, la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie J

Consta del Contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Inversiones Eséctricas del Sur S.A. y Banco Chile como representante de los tenedores de bonos, que consta de Escritura Pública otorgada en la Notaría de Santiago de don Roberto Cifuentes Allel con fecha 10 de septiembre de 2018, Repertorio N.º 8.808-2018, Escritura Pública Complementaria con fecha 7 de junio de 2019 y Modificación de Escritura Pública de fecha 18 de junio de 2019, Repertorio N.º 6.269-2019, ambas en el misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie J fue inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el número 945.

Con fecha 11 de julio de 2019, la Sociedad colocó los bonos Serie J, gran parte de los fondos se utilizaron para prepagar deuda de largo plazo que mantenía la Sociedad (Bonos Serie D); la colocación fue por un monto total de UF 5.000.000, con las siguientes restricciones principales:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta sobre EBITDA Ajustado Consolidado no superior a 6,75 el que se medirá sobre los Estados Financieros del Emisor.

Para los efectos de la presente cláusula, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a noventa días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los “Activos de Cobertura” que corresponde a la suma de las partidas “Derivados de Cobertura” de Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros. Para efectos de este número y el número Tres siguiente se entenderá como “EBITDA Ajustado Consolidado” la suma de los últimos doce meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza, todo lo anterior multiplicado por la suma de uno más el cincuenta por ciento de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. El cálculo, partidas, valores y límites serán claramente revelados en las Notas a los Estados Financieros. Al 30 de junio de 2026 este indicador es de 5,63.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA Ajustado Consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2.0, medido sobre cifras de los Estados Financieros del Emisor.

Para los efectos de la presente cláusula se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos doce meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos doce meses de la partida Ingresos Financieros. El cálculo, partidas, valores y límites serán claramente revelados en las Notas a los Estados Financieros. Al 30 de junio de 2026 este indicador es de 4,09.

Al 30 de junio de 2026, la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Contrato Línea de Capital de Trabajo

Durante junio 2021, la Sociedad en conjunto con sus filiales, celebraron la renovación del contrato de línea de capital de trabajo con el Banco Scotiabank. Del contrato vigente se impusieron las siguientes condiciones principales para IEDS:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA ajustado no superior a 6,75 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad. Al 30 de junio de 2026 este indicador es de 5,74.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA ajustado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,0, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad. Al 30 de junio de 2026 este indicador es de 4,01.
- Venta de Activos Esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad directa o indirecta de distribución de la Sociedad y sus filiales disminuya de 1.400 GWh por año. Entre los 12 meses móviles anteriores de julio 2025 - junio 2026 la Sociedad distribuyó 4.492 GWh. Con el fin de comparar la evolución del presente año se indica que la Sociedad distribuyó 4.428 GWh por los anteriores 12 meses móviles (julio 2024 - junio 2025) Adicionalmente, hasta el cierre de junio de 2026 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferidos activos esenciales, por lo que cumple con la presente restricción.

Al 30 de junio de 2026, la Sociedad cumple con los covenants estipulados en sus contratos financieros.

Filial Saesa

Los contratos de emisión de bonos suscritos por la Sociedad imponen a la Compañía diversas obligaciones adicionales a las de pago, incluyendo indicadores financieros de variada índole durante la vigencia de dichos contratos, usuales para este tipo de financiamiento.

La Sociedad debe informar trimestralmente el cumplimiento de estas obligaciones. Al 30 de junio de 2026 la Sociedad está en cumplimiento con todos los indicadores financieros exigidos en dichos contratos.

Debido al proceso de restructuración realizado por la empresa, para efectos del cálculo de los compromisos y restricciones de la Sociedad, la consolidación y cálculos se realizaron considerando a los activos transferidos como parte integrante de la empresa hasta el momento de su traspaso efectivo.

A continuación, se describen las principales restricciones a que se ha obligado la Sociedad con motivo de la emisión de Bonos o la contratación de créditos:

Bono Serie J

Consta del contrato de emisión de línea de bonos celebrado entre Saesa y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, por escritura pública de fecha 11 de febrero de 2012, otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie, el cual fue modificado por escritura pública de fecha 8 de abril de 2012 y complementado por escritura pública de fecha 22 de septiembre de 2012, ambas otorgadas en la misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie J fue inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el número 665.

Con fecha 5 de octubre de 2012, la filial Saesa efectuó la colocación del Bono Serie J en el mercado local, desmaterializados y al portador, por una suma total de 1.000.000 Unidades de Fomento, con las siguientes restricciones principales:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA no superior a 3,50, el que se medirá sobre los Estados Financieros del Emisor.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas Instrumentos Derivados incluidos en la partida Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros del Emisor, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza.

Para los efectos del cálculo del indicador “EBITDA” descrito anteriormente, y sólo en los casos en que la Inflación Acumulada, según dicho término se define a continuación, sea mayor o igual a 5,0%, al EBITDA se le sumará un “Factor de Ajuste”, que corresponderá al resultado de la multiplicación del EBITDA por el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros del Emisor. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 30 de junio de 2026 este indicador es de 1,68.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA / Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros del Emisor.

Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros del Emisor, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza. Al 30 de junio de 2026 este indicador es de 4,48.

Al 30 de junio de 2026, la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie L

Consta del contrato de emisión de línea de bonos celebrado entre Saesa y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, por escritura pública de fecha 29 de septiembre de 2004, otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie, el cual fue modificado por escritura pública de fecha 5 de noviembre de 2004, escritura pública de fecha 22 de noviembre de 2004, escritura pública fecha 9 de octubre de 2008, escritura pública de fecha 27 de julio de 2012, escritura pública de fecha 3 de octubre de 2012, y escritura pública de fecha 26 de octubre de 2012.

Complementado por escritura pública de fecha 29 de noviembre de 2012, todas estas escrituras otorgadas en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie L fue inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el número 397.

Con fecha 20 de marzo de 2013, la filial Saesa efectuó la colocación del Bono Serie L en el mercado local, desmaterializado y al portador, por una suma total de 2.500.000 Unidades de Fomento, con las siguientes restricciones principales:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA no superior a 3,5 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas Instrumentos Derivados incluidos en la partida Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros de la Sociedad; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros de la Sociedad, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza.

Para los efectos del cálculo del indicador “EBITDA” descrito anteriormente, y sólo en los casos en que la Inflación Acumulada, según dicho término se define a continuación, sea mayor o igual a 5,0%, al EBITDA se le sumará un “Factor de Ajuste”, que corresponderá al resultado de la multiplicación del EBITDA por el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros del Emisor. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 30 de junio de 2026 este indicador es de 1,68.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA / Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza. Al 30 de junio de 2026 este indicador es de 4,48.

Al 30 de junio de 2026 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie O

Consta del contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Sociedad Austral de Electricidad S.A. y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, que consta de Escritura Pública otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie con fecha 26 de octubre de 2012, modificada por Escrituras Públicas otorgadas en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie con fecha 30 de noviembre de 2012 y 12 de septiembre de 2014, y complementado por escritura pública de fecha 29 de septiembre de 2014, otorgada en la misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie O fue inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el número 742.

Con fecha 27 de noviembre de 2014, la Sociedad colocó un total de 4.000 bonos de la serie O, por un monto total de UF 2.000.000, con las siguientes restricciones principales:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA ajustado consolidado no superior a 3,5 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes, menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas “Derivados de Cobertura” de Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor; y como “EBITDA ajustado consolidado” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 30 de junio de 2026 este indicador es de 1,65

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA ajustado consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad. Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la “inflación acumulada”. Al 30 de junio de 2026 este indicador es de 4,48.

Al 30 de junio de 2026, la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Contrato Línea de Capital de Trabajo

Durante junio 2021, la Sociedad y sus filiales en conjunto con empresas relacionadas del Grupo, celebraron la renovación del contrato de línea de capital de trabajo con el Banco Scotiabank. Del contrato vigente se impusieron las siguientes condiciones principales para Saesa.

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA ajustado consolidado no superior a 3,5 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad. Al 30 de junio de 2026 este indicador es de 1,68.
- Venta de Activos Esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad directa o indirecta de distribución de la Sociedad disminuya de 1.000 GWh por año. Entre los 12 meses móviles de julio 2025 - junio 2026, la Sociedad junto a sus filiales, distribuyó 3.279 GWh. Con el fin de comparar la evolución del presente año se indica que la Sociedad distribuyó 3.214 GWh por los anteriores 12 meses móviles (julio 2024 - junio 2025). Adicionalmente, hasta el cierre de junio de 2026 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferidos activos esenciales, por lo que cumple con la presente restricción.

Al 30 de junio de 2026, la Sociedad cumple con los covenants estipulados en sus contratos financieros.

Filial Frontel

Los contratos de emisión de bonos suscritos por la Sociedad imponen a la Compañía diversas obligaciones adicionales a las de pago, incluyendo indicadores financieros de variada índole durante la vigencia de dichos contratos, usuales para este tipo de financiamiento.

La Sociedad debe informar trimestralmente el cumplimiento de estas obligaciones. Al 30 de junio de 2026 la Sociedad está en cumplimiento con todos los indicadores financieros exigidos en dichos contratos.

Debido al proceso de reestructuración realizado por la empresa, para efectos del cálculo de los compromisos y restricciones de la Sociedad, la consolidación y cálculos se realizaron considerando a los activos transferidos como parte integrante de la empresa hasta el momento de su traspaso efectivo.

Por otro lado, a solicitud de la CMF, se realizó una apertura de la cuenta “Otros Gastos por Naturaleza”, incluyendo una partida referida a “pérdidas por deterioro de valor (incluyendo reversiones de pérdidas por deterioro de valor o ganancias por deterioro de valor) determinados de acuerdo con la Sección 5.5 de la NIIF 9”, la cual antes de esta modificación se encontraba contenido dentro de la misma. De acuerdo con lo anteriormente expuesto, este cambio no genera ningún efecto en la información de base de los estados financieros ni constituye modificación alguna en las políticas contables de la Sociedad y determinación/cálculo de los compromisos y restricciones, constituyendo sólo una apertura dentro del Estado de Resultados Integrales.

De este modo, esta partida fue incluida por la Sociedad para la determinación de covenants e índices financieros, no afectando los cálculos actuales de covenants y continuando consistentemente con los cálculos realizados en años anteriores, dando cumplimiento a los contratos de deuda firmados por la Sociedad.

A continuación, se describen las principales restricciones a que se ha obligado la Sociedad con motivo de la emisión de Bonos o la contratación de créditos:

Bono Serie G

Consta del contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, que consta de Escritura Pública otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie con fecha 11 de febrero de 2011, modificada por Escrituras Públicas otorgadas en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie con fecha 8 de abril de 2011 y 13 de mayo de 2013, y complementado por escritura pública de fecha 15 de septiembre de 2014, otorgada en la misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie G fue inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el número 663.

Con fecha 27 de noviembre de 2014, la Sociedad colocó un total de 2.000 bonos de la serie G, por un monto total de UF 1.000.000, con las siguientes restricciones principales:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA ajustado consolidado no superior a 3,5 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes, menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas “Derivados de Cobertura” de Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor; y como “EBITDA ajustado consolidado” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 30 de junio de 2026 este indicador es de 3,16.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA ajustado consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad. Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la “inflación acumulada”. Al 30 de junio de 2026 este indicador es de 4,49.

Al 30 de junio de 2026, la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie M

Consta del contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, que consta de Escritura Pública otorgada en la Notaría de Santiago de don Francisco Javier Leiva Carvajal con fecha 9 de enero de 2025. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie M fue inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el número 1201.

Con fecha 28 de enero de 2025, la Sociedad colocó un total de 4.000 bonos de la serie M, por un monto total de UF 2.000.000, con las siguientes restricciones principales:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA ajustado consolidado no superior a 7,0 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

Para los efectos de la presente cláusula, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a noventa días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los “Activos de Cobertura” que corresponde a la suma de las partidas “Derivados de Cobertura” de Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros. En caso que alguna de las partidas señaladas precedentemente no aparezca en los Estados Financieros del Emisor, significará que no existe para el ejercicio correspondiente y el cálculo se efectuará omitiendo la misma. Para efectos de este número y el número Tres siguiente se entenderá como “EBITDA Ajustado” la suma de los últimos doce meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza, más o menos el valor de Deterioro de valor de ganancias y reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) determinado de acuerdo con la NIIF 9, todo lo anterior multiplicado por la suma de uno más el cincuenta por ciento de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. El cálculo, partidas, valores y límites serán claramente revelados en las Notas a los Estados Financieros. Al 30 de junio de 2026 este indicador es de 3,16.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA ajustado consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad. Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad. Al 30 de junio de 2026 este indicador es de 4,58.

Al 30 de junio de 2026, la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Contrato Línea de Capital de Trabajo

Durante junio 2021, la Sociedad en conjunto con empresas relacionadas del Grupo, celebraron la renovación del contrato de línea de capital de trabajo con el Banco Scotiabank. Del contrato vigente se impusieron las siguientes condiciones principales para Frontel:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA ajustado consolidado no superior a 3,5 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad. Al 30 de junio 2026 este indicador es de 3,16.
- Venta de Activos Esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad directa o indirecta de distribución de la Sociedad disminuya de 400 GWh por año. Entre los 12 meses móviles julio 2025 - junio 2026, la Sociedad distribuyó 1.213 GWh. Con el fin de comparar la evolución del presente año se indica que la Sociedad distribuyó 1.214 GWh por los anteriores 12 meses móviles (julio 2024 – junio 2025). Adicionalmente, a cierre de junio de 2026 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferidos activos esenciales, por lo que cumple con la presente restricción.

Al 30 de junio de 2026, la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Filial STS

Los contratos de emisión de bonos suscritos por la Sociedad imponen a la Compañía diversas obligaciones adicionales a las de pago, incluyendo indicadores financieros de variada índole durante la vigencia de dichos contratos, usuales para este tipo de financiamiento.

La Sociedad debe informar trimestralmente el cumplimiento de estas obligaciones. Al 30 de junio de 2026 la Sociedad está en cumplimiento con todos los indicadores financieros exigidos en dichos contratos.

Debido al proceso de restructuración realizado por la empresa, para efectos del cálculo de los compromisos y restricciones de la Sociedad, la consolidación y cálculos se realizaron considerando a los activos transferidos como parte integrante de la empresa hasta el momento de su traspaso efectivo.

Por otro lado, a solicitud de la CMF, se realizó una apertura de la cuenta "Otros Gastos por Naturaleza", incluyendo una partida referida a "pérdidas por deterioro de valor (incluyendo reversiones de pérdidas por deterioro de valor o ganancias por deterioro de valor) determinados de acuerdo con la Sección 5.5 de la NIIF 9", la cual antes de esta modificación se encontraba contenido dentro de la misma. De acuerdo con lo anteriormente expuesto, este cambio no genera ningún efecto en la información de base de los estados financieros ni constituye modificación alguna en las políticas contables de la Sociedad y determinación/cálculo de los compromisos y restricciones, constituyendo sólo una apertura dentro del Estado de Resultados Integrales.

De este modo, esta partida fue incluida por la Sociedad para la determinación de covenants e índices financieros, no afectando los cálculos actuales de covenants y continuando consistentemente con los cálculos realizados en años anteriores, dando cumplimiento a los contratos de deuda firmados por la Sociedad.

A continuación, se describen las principales restricciones a que se ha obligado la Sociedad con motivo de la emisión de Bonos o la contratación de créditos:

- a) Colocación de Bonos y covenants

A continuación, se describen las principales restricciones a que se ha obligado la Sociedad con motivo de la emisión de Bonos o la contratación de créditos:

Bono Serie A

Consta del Contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Sistema de Transmisión del Sur S.A. y Banco de Chile, como representante de los tenedores de bonos, que consta de escritura pública de fecha 10 de septiembre de 2018, otorgada en Notaría Cifuentes de don Roberto Antonio Cifuentes Allel. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie A fue inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el número 923 con fecha 12 de diciembre de 2018.

Con fecha 10 de enero de 2019, la Sociedad colocó los bonos Serie A, por un monto total de UF 4.000.000, con las siguientes restricciones principales:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA ajustado consolidado no superior a 6,75 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como "Deuda Financiera Neta" la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los activos de cobertura que corresponden a la suma de las partidas Derivados de Cobertura de Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros no Corrientes que se encuentran en las notas de los Estados Financieros; y como "EBITDA ajustado consolidado" la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la Inflación Acumulada.

Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 30 de junio de 2026 este indicador es de 1,71.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA ajustado consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,0, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad. Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad. Al 30 de junio de 2026 este indicador es de 7,06.
- Venta de activos esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad instalada de transmisión conjunta del Emisor y sus Filiales sea inferior a 1.100 MVA. Al 30 de junio de 2026, la capacidad instalada de transmisión fue de 3.265 MVA, por lo que cumple con la presente restricción.

Al 30 de junio de 2026 la Sociedad cumple con los covenants estipulados en sus contratos financieros.

Contrato Línea de Capital de Trabajo

Durante junio 2021, la Sociedad en conjunto con empresas relacionadas del Grupo, celebraron la renovación del contrato de línea de capital de trabajo con el Banco Scotiabank. Del contrato vigente se impusieron las siguientes condiciones principales para STS:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA ajustado no superior a 6,75 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad. Al 30 de junio de 2026 este indicador es de 1,71.
- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA ajustado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,0, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad. Al 30 de junio de 2026 este indicador es de 7,06.
- Venta de activos esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad instalada de transmisión conjunta del Emisor y sus Filiales sea inferior a 1.100 MVA. Al 30 de junio de 2026, la capacidad instalada de transmisión fue de 3.265 MVA, por lo que cumple con la presente restricción.

Al 30 de junio de 2026, la Sociedad cumple con los covenants estipulados en sus contratos financieros.

Filial STA

Con fecha 21 de enero de 2022 la compañía emitió bonos en mercados internacionales en moneda USD bajo el formato 144A /REG-S por un monto total de USD 390.000.000 con tipo de amortización bullet y plazo a 10 años. Dicha colocación fue bajo formato corporativo sin garantías ni covenants de ninguna naturaleza (unsecured notes).

37. Información financiera resumida de filiales que componen el grupo

La información financiera resumida de filiales que compone el Grupo al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025, es la siguiente:

RUT	Razón Social	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	30/06/2026						
					Activos corrientes	Activos no corrientes	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Ingresos ordinarios	Ganancia (pérdida) neta	Resultado integral
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Filial	CLP	32.619.381	619.002.942	36.020.744	324.889.199	44.433.736	16.360.321	16.488.040
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	Filial	CLP	48.465.802	220.512.353	20.654.973	141.470.091	34.158.928	(683.043)	(697.050)
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Chile	Filial	CLP	13.306.713	69.762.805	15.463.678	19.888.283	23.092.594	4.493.882	4.499.636
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Filial	USD	14.901.900	13.921.714	16.955.216	2.457.987	41.381.237	26.552	180.135
77.729.726-0	STA II S.A.	Chile	Filial	USD	31.823.064	54.672.453	10.659.036	34.574.656	41.851.633	439.783	1.191.981
77.708.654-5	Sagesa Generación S.A.	Chile	Filial	USD	25.587.249	40.739.003	2.377.357	32.720.127	5.764.076	574.328	1.000.041
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	Filial	USD	17.275.568	55.786.204	9.109.835	12.517.907	23.517.788	2.310.668	3.236.226
76.440.111-5	Sistema de Transmisión del Centro S.A.	Chile	Filial	USD	2.066.214	63.046.682	448.603	29.557.711	621.643	(731.915)	(164.961)
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Chile	Filial	USD	29.517.698	269.788.043	21.449.233	237.134.103	7.801.408	(1.517.326)	(730.694)
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Filial	CLP	2.971.273	51.821.369	2.506.570	25.738.398	3.573.412	1.938.228	2.085.371
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Filial	CLP	249.558.720	912.223.517	195.880.669	678.310.009	255.075.955	6.999.993	7.140.259
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Filial	CLP	124.653.507	541.185.086	153.245.236	287.718.650	150.364.618	9.089.430	9.235.269
77.122.643-4	Sociedad de Transmisión Austral S.A.	Chile	Filial	USD	93.432.448	1.084.999.109	65.083.445	732.297.632	81.841.936	18.163.991	19.419.336
77.227.565-K	Saesa Innova Soluciones SpA	Chile	Filial	CLP	18.390.129	15.081.375	7.430.475	25.376.214	14.646.147	(1.885.402)	(1.958.579)
76.429.813-6	Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	Chile	Filial	USD	1.045.881	38.863.655	1.062.522	25.738.398	3.108.975	1.378.331	1.509.900
76.389.448-7	Tolchén Transmisión SpA	Chile	Filial	USD	833.584	27.191.796	407.851	19.294.945	1.899.727	778.780	942.946

RUT	Razón Social	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	31/12/2025						
					Activos corrientes	Activos no corrientes	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Ingresos ordinarios	Ganancia (pérdida) neta	Resultado integral
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Filial	CLP	53.753.794	607.598.155	67.847.718	314.371.795	86.898.990	50.154.637	49.616.655
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	Filial	CLP	58.791.680	191.001.149	19.229.263	123.013.425	64.143.274	6.733.739	6.714.410
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Chile	Filial	CLP	12.776.028	66.286.470	13.730.542	23.692.412	48.937.826	9.755.137	9.741.539
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Filial	USD	17.593.532	11.389.246	19.713.440	787.240	101.708.482	2.295.293	1.858.941
77.729.726-0	STA II S.A.	Chile	Filial	USD	20.920.539	62.846.128	15.839.463	28.897.656	101.915.048	4.233.924	420.834
77.708.654-5	Sagesa Generación S.A.	Chile	Filial	USD	10.731.287	51.439.410	3.591.699	28.633.041	11.082.133	1.420.814	(1.415.818)
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	Filial	USD	12.754.049	59.316.257	13.249.289	12.298.943	41.323.558	8.889.232	4.162.742
76.440.111-5	Sistema de Transmisión del Centro S.A.	Chile	Filial	USD	2.213.195	64.164.211	773.027	30.332.836	1.288.097	1.975.567	(1.272.991)
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Chile	Filial	USD	18.853.915	252.302.325	28.090.652	202.495.915	12.917.110	3.100.329	(847.368)
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Filial	CLP	3.370.965	51.038.848	3.234.879	27.173.193	7.447.536	3.473.458	2.233.897
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Filial	CLP	234.339.792	852.410.711	166.301.754	637.908.922	536.539.602	11.143.461	10.650.665
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Filial	CLP	133.301.396	518.866.111	161.932.409	271.870.460	288.675.929	16.675.748	16.557.317
77.122.643-4	Sociedad de Transmisión Austral S.A.	Chile	Filial	USD	90.519.783	1.054.718.391	115.100.642	662.740.674	153.773.500	67.515.595	55.335.071
77.227.565-K	Saesa Innova Soluciones SpA	Chile	Filial	CLP	20.574.955	14.858.662	10.054.872	22.907.492	37.697.763	507.135	520.021
76.429.813-6	Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	Chile	Filial	USD	1.441.459	38.714.612	1.719.318	27.173.193	6.487.391	2.725.464	1.485.903
76.389.448-7	Tolchén Transmisión SpA	Chile	Filial	USD	689.833	27.050.284	769.870	19.939.521	3.943.331	2.107.822	1.423.318

38. Información adicional sobre deuda financiera

A continuación, se muestran las estimaciones de flujos no descontados por tipo de deudas financieras:

a) Préstamos bancarios

Resumen de Préstamos por moneda y vencimientos:

Entidad deudora			Entidad acreedora		Tipo de moneda	Tasa de interés efectiva	Tasa de interés nominal	30/06/2026								
RUT	Razón social	País de origen	Acreedor	País de origen				Corrientes			No corrientes					
								Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corrientes	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No corrientes
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco BCI	Chile	CLP	5,02%	5,02%	-	15.384.867	15.384.867	-	-	-	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco BCI	Chile	CLP	5,02%	5,02%	-	25.641.444	25.641.444	-	-	-	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	5,04%	5,04%	-	10.256.200	10.256.200	-	-	-	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	5,04%	5,04%	-	20.512.400	20.512.400	-	-	-	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Itau	Chile	CLP	4,99%	4,99%	20.232.867	-	20.232.867	-	-	-	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco BCI	Chile	CLP	5,01%	5,01%	25.316.604	-	25.316.604	-	-	-	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	5,15%	5,15%	25.325.451	-	25.325.451	-	-	-	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco BCI	Chile	CLP	5,03%	5,03%	20.254.294	-	20.254.294	-	-	-	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Estado	Chile	CLP	5,20%	5,20%	17.223.456	-	17.223.456	-	-	-	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	5,04%	5,04%	22.369.776	-	22.369.776	-	-	-	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	5,04%	5,04%	10.168.080	-	10.168.080	-	-	-	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Estado	Chile	CLP	5,05%	5,05%	25.420.833	-	25.420.833	-	-	-	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Estado	Chile	CLP	5,05%	5,05%	15.252.500	-	15.252.500	-	-	-	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco BCI	Chile	CLP	4,95%	4,95%	-	20.756.250	20.756.250	-	-	-	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Itau	Chile	CLP	5,16%	5,16%	-	10.394.167	10.394.167	-	-	-	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Itau	Chile	CLP	5,16%	5,16%	-	20.788.333	20.788.333	-	-	-	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Estado	Chile	CLP	5,21%	5,21%	-	15.599.150	15.599.150	-	-	-	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	5,01%	5,01%	15.246.325	-	15.246.325	-	-	-	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Itau	Chile	CLP	5,01%	5,01%	20.328.433	-	20.328.433	-	-	-	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	5,01%	5,01%	15.246.325	-	15.246.325	-	-	-	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Estado	Chile	CLP	5,01%	5,01%	20.334.000	-	20.334.000	-	-	-	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco BCI	Chile	CLP	4,97%	4,97%	-	26.259.757	26.259.757	-	-	-	-	-	-
Totales								252.718.944	165.592.568	418.311.512	-	-	-	-	-	-

Entidad deudora			Entidad acreedora		Tipo de moneda	Tasa de interés efectiva	Tasa de interés nominal	31/12/2025								
RUT	Razón social	País de origen	Acreedor	País de origen				Corrientes			No corrientes					
								Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corrientes	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No corrientes
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco BCI	Chile	CLP	5,12%	5,12%	194.133	15.582.400	15.776.533	-	-	-	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco BCI	Chile	CLP	5,12%	5,12%	323.556	25.970.667	26.294.223	-	-	-	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	5,13%	5,13%	129.675	10.389.025	10.518.700	-	-	-	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	5,13%	5,13%	259.350	20.778.050	21.037.400	-	-	-	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco BCI	Chile	CLP	5,08%	5,08%	22.446.688	-	22.446.688	-	-	-	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Itau	Chile	CLP	5,09%	5,09%	260.156	20.511.828	20.771.984	-	-	-	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco BCI	Chile	CLP	5,11%	5,11%	326.472	25.642.299	25.968.771	-	-	-	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	4,98%	4,98%	-	15.302.950	15.302.950	-	-	-	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	5,08%	5,08%	10.203.040	-	10.203.040	-	-	-	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	5,25%	5,25%	335.417	25.659.896	25.995.313	-	-	-	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco BCI	Chile	CLP	5,14%	5,14%	262.711	20.516.856	20.779.567	-	-	-	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Itau	Chile	CLP	4,98%	4,98%	-	20.403.933	20.403.933	-	-	-	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Estado	Chile	CLP	5,31%	5,31%	230.690	17.453.858	17.684.548	-	-	-	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	4,98%	4,98%	-	15.302.950	15.302.950	-	-	-	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Estado	Chile	CLP	5,14%	5,14%	25.321.250	-	25.321.250	-	-	-	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	5,14%	5,14%	15.190.460	-	15.190.460	-	-	-	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	5,14%	5,14%	20.242.533	-	20.242.533	-	-	-	-	-	-
Totales								95.726.131	233.514.712	329.240.843	-	-	-	-	-	-

b) Bonos

Resumen de Bonos por moneda y vencimientos:

Entidad deudora			Entidad acreedora		Contrato de Bonos / N° de Registro	Tipo de moneda	Tasa de interés efectiva	Tasa de interés nominal	30/06/2026								
RUT	Razón social	País de origen	Acreedor	País de origen					Corrientes			No corrientes					
									Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corrientes	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No corrientes
									M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie J / N°665	UF	3,85%	3,60%	2.285.811	2.454.210	4.740.021	4.321.493	4.247.719	4.115.307	3.982.894	5.726.065	22.393.478
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie L/ N°397	UF	3,98%	3,75%	438.018	11.703.275	12.141.293	11.223.529	11.058.481	10.713.788	10.369.096	24.414.714	67.779.608
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie O / N°742	UF	3,30%	3,20%	433.119	2.804.239	3.237.358	2.376.219	2.591.928	6.652.473	10.518.623	78.943.386	101.082.629
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie A / N°923	UF	2,74%	2,80%	1.284.248	2.827.500	4.111.748	3.131.448	3.405.149	3.405.149	3.405.149	165.443.695	178.790.590
76.073.162-5	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie G / N° 663	UF	3,29%	3,20%	187.028	4.863.072	5.050.100	4.580.040	4.545.567	4.427.752	4.309.937	17.936.701	35.799.997
76.073.162-5	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie M/ N° 1201	UF	3,49%	3,85%	1.951.780	2.587.585	4.539.365	2.861.078	3.113.480	3.113.480	3.113.480	92.921.054	105.122.572
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	BONO SERIE E/N°646	UF	4,04%	4,00%	1.070.831	5.460.419	6.531.250	5.977.142	6.531.250	58.965.949	56.788.866	54.611.781	182.874.988
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Bice	Chile	BONO SERIE H/N°762	UF	3,93%	3,90%	783.361	3.992.615	4.775.976	4.370.962	4.775.976	4.775.976	4.775.976	132.417.897	151.116.787
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	BONO SERIE I/N°945	UF	1,75%	1,90%	641.263	3.236.666	3.877.929	3.551.974	3.877.929	3.877.929	3.877.929	254.840.590	270.026.351
77.122.643-4	Sociedad de Transmisión Austral S.A.	Chile	UMB BANK, NATIONAL ASSOC	EEUU	BONO STA	USD	4,30%	4,26%	8.527.960	11.903.894	20.431.854	13.232.867	14.386.476	14.386.476	14.386.476	369.156.607	425.548.902
Totales									17.603.419	51.833.475	69.436.894	55.626.752	58.533.955	114.434.279	115.528.426	1.196.412.490	1.540.535.902

Entidad deudora			Entidad acreedora		Contrato de Bonos / N° de Registro	Tipo de moneda	Tasa de interés efectiva	Tasa de interés nominal	31/12/2025								
RUT	Razón social	País de origen	Acreedor	País de origen					Corrientes			No corrientes					
									Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corrientes	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No corrientes
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie J / N°665	UF	3,85%	3,60%	2.282.244	2.415.347	4.697.591	4.316.619	4.143.382	4.069.973	3.941.103	7.495.600	23.966.677
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie L/ N°397	UF	3,98%	3,75%	671.959	11.345.992	12.017.951	11.237.933	10.758.699	10.595.749	10.260.280	28.768.027	71.620.688
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie O / N°742	UF	3,30%	3,20%	1.261.284	1.889.443	3.150.727	2.522.568	2.312.632	2.522.568	10.363.273	81.917.904	99.638.945
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie A / N°923	UF	2,74%	2,80%	830.473	3.180.422	4.010.895	3.314.027	3.029.297	3.314.027	3.314.027	162.682.619	175.653.997
76.073.162-5	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie G / N° 663	UF	3,29%	3,20%	2.379.129	2.607.438	4.986.567	4.586.378	4.404.918	4.366.596	4.251.934	19.539.686	37.149.512
76.073.162-5	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie M/ N° 1201	UF	3,49%	3,85%	2.151.294	2.275.082	4.426.376	3.030.163	2.767.574	3.030.163	3.030.163	91.958.030	103.816.093
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	BONO SERIE E/N°646	UF	4,04%	4,00%	4.743.907	4.759.641	9.503.548	6.356.474	5.827.666	58.454.331	56.335.506	54.216.683	181.190.660
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Bice	Chile	BONO SERIE H/N°762	UF	3,93%	3,90%	1.167.547	5.782.482	6.950.029	4.648.171	4.261.464	4.648.171	4.648.171	131.213.244	149.419.221
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	BONO SERIE J/N°945	UF	1,75%	1,90%	945.748	4.706.607	5.652.355	3.774.156	3.459.894	3.774.156	3.774.156	249.914.051	264.696.413
77.122.643-4	Sociedad de Transmisión Austral S.A.	Chile	UMB BANK, NATIONAL ASSO	EEUU	BONO STA	USD	4,30%	4,26%	9.550.995	10.585.950	20.136.945	14.151.228	12.938.224	14.151.228	14.151.228	370.234.829	425.626.731
Totales									25.984.580	49.548.404	75.532.984	57.937.717	53.903.750	108.926.962	114.069.841	1.197.940.673	1.532.778.943

39. Moneda extranjera

ACTIVOS CORRIENTES	Moneda de origen	30/06/2026 M\$	31/12/2025 M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	CLP	107.840.024	55.951.397
Efectivo y equivalentes al efectivo	USD	46.713.958	2.258.765
Otros activos no financieros corrientes	CLP	15.532.912	7.516.492
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	CLP	350.723.319	326.103.473
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	UF	340.602	279.526
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	CLP	5.253.974	27.946.957
Inventarios corrientes	CLP	59.055.087	56.467.301
Inventarios corrientes	USD	1.950.004	1.129.099
Activos por impuestos corrientes, corrientes	CLP	5.185.908	13.673.432
Activos por impuestos corrientes, corrientes	USD	209.118	468.648
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		592.804.906	491.795.090
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	CLP	13.409.720	291.600
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES	CLP	557.000.944	487.950.652
	USD	48.873.080	3.856.512
	UF	340.602	279.526
		606.214.626	492.086.690
ACTIVOS NO CORRIENTES	Moneda de origen	30/06/2026 M\$	31/12/2025 M\$
Otros activos financieros no corrientes	CLP	2.637.509	3.079.028
Otros activos no financieros no corrientes	CLP	356.706	391.415
Cuentas por cobrar no corrientes	CLP	191.704.061	156.377.004
Cuentas por cobrar no corrientes	UF	2.764.275	2.487.439
Activos intangibles distintos de la plusvalía	CLP	111.650.833	113.179.192
Plusvalía	CLP	231.445.466	231.445.466
Plusvalía	USD	1.240.306	1.220.024
Propiedades, planta y equipo	CLP	1.438.754.529	1.432.503.955
Propiedades, planta y equipo	USD	563.843.330	496.119.334
Activos por derecho de uso	CLP	218.204	1.640.973
Activos por derecho de uso	USD	663.499	691.824
Activos por derecho de uso	UF	17.382.745	17.076.264
Activos por impuestos diferidos	CLP	28.032.012	25.193.701
Activos por impuestos diferidos	USD	3.903.625	8.470.181
TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES		2.594.597.100	2.489.875.800
TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES	CLP	2.004.799.320	1.963.810.734
	USD	569.650.760	506.501.363
	UF	20.147.020	19.563.703
		2.594.597.100	2.489.875.800
TOTAL ACTIVOS	CLP	2.561.800.264	2.451.761.386
	USD	618.523.840	510.357.875
	UF	20.487.622	19.843.229
		3.200.811.726	2.981.962.490

PASIVOS CORRIENTES	Moneda de origen	30/06/2026	31/12/2025
		M\$	M\$
Otros pasivos financieros corrientes	CLP	413.182.806	321.855.793
Otros pasivos financieros corrientes	USD	6.047.530	5.985.717
Otros pasivos financieros corrientes	UF	20.415.065	27.160.449
Pasivos por arrendamientos corrientes	CLP	102.463	40.654
Pasivos por arrendamientos corrientes	USD	607.396	552.648
Pasivos por arrendamientos corrientes	UF	6.205.155	5.819.706
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	CLP	244.363.608	242.329.760
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	CLP	10.078.667	24.468.809
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	UF	358.637	346.863
Otras provisiones a corto plazo	CLP	6.648.243	6.526.321
Pasivos por impuestos corrientes, corrientes	CLP	801.291	9.014.649
Pasivos por impuestos corrientes, corrientes	USD	364.786	365.083
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	CLP	11.723.964	21.316.227
Otros pasivos no financieros corrientes	CLP	37.529.663	39.000.635
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		758.429.274	704.783.314
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	CLP	724.430.705	664.552.848
	USD	7.019.712	6.903.448
	UF	26.978.857	33.327.018
		758.429.274	704.783.314

PASIVOS NO CORRIENTES	Moneda de origen	30/06/2026	31/12/2025
		M\$	M\$
Otros pasivos financieros no corrientes	USD	356.331.703	350.239.523
Otros pasivos financieros no corrientes	UF	895.195.103	879.477.251
Pasivos por arrendamientos no corrientes	CLP	108.072	82.760
Pasivos por arrendamientos no corrientes	USD	1.059.103	1.064.677
Pasivos por arrendamientos no corrientes	UF	12.043.283	13.325.126
Cuentas por pagar no corrientes	CLP	35.977.373	21.038.688
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	UF	197.210.560	123.918.360
Otras provisiones a largo plazo	CLP	170.829	168.670
Pasivo por impuestos diferidos	CLP	84.923.540	80.456.727
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	CLP	28.595.658	26.561.520
Otros pasivos no financieros no corrientes	CLP	9.135.559	9.438.250
PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES		1.620.750.783	1.505.771.552
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	CLP	158.911.031	137.746.615
	USD	357.390.806	351.304.200
	UF	1.104.448.946	1.016.720.737
		1.620.750.783	1.505.771.552

TOTAL PASIVOS	CLP	883.341.736	802.299.463
	USD	364.410.518	358.207.648
	UF	1.131.427.803	1.050.047.755
		2.379.180.057	2.210.554.866

40. Sanciones

Durante los períodos terminados al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025, no se han aplicado otras sanciones a la Sociedad y sus filiales, por parte de la Comisión para el Mercado Financiero (CMF).

41. Hechos posteriores

Con fecha 31 de julio de 2026, se publicó la Ley N.° 21.833, la cual establece un conjunto de medidas destinadas a fortalecer la estabilidad y certeza regulatoria del sector eléctrico. Entre las disposiciones con potencial impacto para la industria se incluyen modificaciones a los mecanismos de estabilización tarifaria, ajustes a las condiciones de los contratos de suministro regulado, la creación de planes de inversión complementarios para distribución, la extensión excepcional del actual proceso tarifario de distribución hasta el año 2030 y la prórroga de la vigencia del Decreto Tarifario de Transmisión N.° 7T hasta el año 2028.

A la fecha de emisión de estos estados financieros, la Administración continúa evaluando los posibles efectos derivados de la Ley N.° 21.833 y se encuentra a la espera de la publicación de las condiciones específicas para su aplicación. En particular, respecto de las actividades de distribución, se están analizando los potenciales impactos sobre las cuentas por cobrar a clientes, los pasivos asociados y los flujos de efectivo futuros. Dado que las disposiciones complementarias para su implementación aún no han sido emitidas, no es posible estimar razonablemente el impacto financiero que eventualmente pudiera derivarse de esta normativa.

Durante Julio 2026 el Proyecto de Ley para la Reconstrucción Nacional y el Desarrollo Económico y Social avanzó significativamente en su tramitación legislativa, siendo aprobado por ambas cámaras del Congreso, respecto de la mayor parte de sus artículos, encontrándose pendientes únicamente ciertas materias específicas para su despacho definitivo.

Entre las medidas contempladas en el proyecto se incluye una reducción gradual de la tasa del Impuesto de Primera Categoría desde el 27% vigente a un 25,5% para el año comercial 2027, un 24% para el año comercial 2028 y un 23% a partir del año comercial 2029.

De conformidad con IAS 12 Impuesto a las Ganancias, la eventual promulgación de estas modificaciones podría generar efectos en la medición de los activos y pasivos por impuestos diferidos del Grupo. A la fecha de emisión de estos estados financieros, la Administración se encuentra evaluando los potenciales impactos derivados de dicha iniciativa.

Entre el 1 de julio de 2026 y hasta la fecha de emisión de estos Estados Financieros Consolidados Intermedios, no se tiene conocimiento de otros hechos de carácter financiero o de otra índole, que afecten en forma significativa la situación financiera y/o los resultados presentados.