

Estados Financieros Consolidados Intermedios

**COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A.
Y SUBSIDIARIAS**

*Santiago, Chile
30 de junio de 2026*



COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

(Expresados en miles de pesos chilenos)
Correspondientes a los periodos terminados al
30 de junio de 2026 y 2025

Informe de Revisión del Auditor Independiente

Señores
Accionistas y Directores
Compañía General de Electricidad S.A.

Introducción

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

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 la entidad”. 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 consolidada intermedia adjunta no presenta razonablemente, en todos los aspectos materiales, la situación financiera consolidada intermedia de la entidad al 30 de junio de 2026, sus resultados por los períodos de seis y tres meses terminados el 30 de junio de 2026 y flujos de efectivo por el período de seis meses terminado en esa fecha, de acuerdo con NIC 34 “Información Financiera Intermedia” incorporada en las Normas de Contabilidad de las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el International Accounting Standards Board.



Luis Martínez M.
EY Audit Ltda.

Santiago, 27 de agosto de 2026



**COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A.
Y SUBSIDIARIAS**

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

(Expresados en miles de pesos chilenos)
Correspondientes a los períodos terminados al
30 de junio de 2026 y 2025

CONTENIDO

I. ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS.

ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO.

Activos.

Patrimonio y pasivos.

ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE RESULTADOS POR FUNCIÓN.

ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE RESULTADO INTEGRAL.

ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO.

ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO.

II. NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS.

M\$	Miles de pesos chilenos.
CL \$	Peso chileno.
US \$	Dólar estadounidense.
EUR \$	Euro.
CNH \$	Yuan chino.

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO
Al 30 de junio de 2026 (no auditado) y 31 de diciembre de 2025.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ACTIVOS	Nota	30-06-2026 M\$	31-12-2025 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo.	6	35.199.536	28.288.013
Otros activos financieros corrientes.	7	5.469.300	
Otros activos no financieros corrientes.	12	4.420.188	3.079.196
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes.	8	799.819.148	812.364.214
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes.	9	9.126.547	1.867.591
Inventarios corrientes.	10	5.068.096	4.452.597
Activos por impuestos corrientes.	11		1.034.244
Activos corrientes totales		859.102.815	851.085.855
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes.	7	4.711.910	2.706.041
Otros activos no financieros no corrientes.	12	8.280	8.280
Cuentas por cobrar no corrientes.	8	650.250.468	681.214.603
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	14	615.312.645	617.500.991
Plusvalía.	15	161.446.233	161.446.233
Propiedades, planta y equipo.	17	1.755.081.906	1.724.853.142
Propiedad de inversión.	16	10.854.348	10.854.348
Activos por derecho de uso.	25	25.582.546	28.309.893
Activos por impuestos diferidos.	19	42.963.019	39.334.666
Activos no corrientes totales		3.266.211.355	3.266.228.197
TOTAL DE ACTIVOS		4.125.314.170	4.117.314.052

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO
Al 30 de junio de 2026 (no auditado) y 31 de diciembre de 2025.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	30-06-2026 M\$	31-12-2025 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes.	20	614.646.613	417.410.666
Pasivos por arrendamientos corrientes.	25	5.998.844	6.395.674
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	21	605.871.370	633.060.459
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes.	9	106.360.320	75.008.242
Otras provisiones a corto plazo.	22	43.059.730	49.979.342
Pasivos por impuestos corrientes.	11	1.242.414	
Otros pasivos no financieros corrientes.	24	29.021.871	19.323.078
Pasivos corrientes totales		1.406.201.162	1.201.177.461
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes.	20	758.686.818	800.219.162
Pasivos por arrendamientos no corrientes.	25	6.540.780	6.707.935
Cuentas por pagar no corrientes.	21	118.511.447	219.508.836
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes.	9	247.880.524	328.320.729
Pasivo por impuestos diferidos.	19	28.101.806	28.593.670
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados.	23	26.556.882	26.828.878
Pasivos no corrientes totales		1.186.278.257	1.410.179.210
TOTAL DE PASIVOS		2.592.479.419	2.611.356.671
PATRIMONIO			
Capital emitido y pagado.	26	1.232.423.425	1.232.423.425
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	26	369.388.830	342.940.327
Otras reservas.	26	(108.718.554)	(108.847.247)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		1.493.093.701	1.466.516.505
Participaciones no controladoras.	26	39.741.050	39.440.876
Patrimonio total		1.532.834.751	1.505.957.381
TOTAL DE PASIVOS Y PATRIMONIO		4.125.314.170	4.117.314.052

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE RESULTADOS POR FUNCIÓN
Por los períodos de seis y tres meses terminados al 30 de junio de 2026 y 2025 (no auditados)
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCIÓN	del al Nota	01-01-2026 30-06-2026 M\$	01-01-2025 30-06-2025 M\$	01-04-2026 30-06-2026 M\$	01-04-2025 30-06-2025 M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	27	1.171.385.792	1.204.770.238	593.308.615	608.746.686
Costo de ventas.	28	(1.034.293.991)	(1.070.087.625)	(526.862.324)	(544.846.614)
Ganancia bruta		137.091.801	134.682.613	66.446.291	63.900.072
Otros ingresos.	27	7.030.980	6.929.117	3.556.606	3.521.950
Gasto de administración.	28	(65.369.755)	(64.697.402)	(31.912.159)	(33.414.407)
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	(10.717.277)	(22.589.058)	(11.541.144)	(8.595.596)
Otras ganancias (pérdidas).	28	1.272.159	(4.899.016)	1.800.829	(612.456)
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales		69.307.908	49.426.254	28.350.423	24.799.563
Ingresos financieros.	29	50.004.773	10.203.834	38.195.881	5.534.292
Costos financieros.	29	(73.871.935)	(37.615.745)	(50.896.503)	(19.714.577)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera.	29	2.299	561.101	8.339	204.033
Resultados por unidades de reajuste.	29	(19.157.468)	(17.157.669)	(16.742.743)	(7.549.428)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto		26.285.577	5.417.775	(1.084.603)	3.273.883
Beneficio (gasto) por impuestos a las ganancias.	30	2.090.306	3.237.318	9.144.480	1.003.427
Ganancia (pérdida)		28.375.883	8.655.093	8.059.877	4.277.310
Ganancia (pérdida) atribuible a					
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		26.450.003	6.419.662	7.430.384	3.076.490
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras.	26	1.925.880	2.235.431	629.493	1.200.820
Ganancia (pérdida)		28.375.883	8.655.093	8.059.877	4.277.310
Ganancias por acción					
Ganancia por acción básica y diluida (\$ por acción)					
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas.		13,09	3,18	3,68	1,52
Ganancia (pérdida) por acción básica	31	13,09	3,18	3,68	1,52

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE RESULTADO INTEGRAL
Por los períodos de seis y tres meses terminados al 30 de junio de 2026 y 2025 (no auditados)
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DEL RESULTADO INTEGRAL	del al Nota	01-01-2026 30-06-2026 M\$	01-01-2025 30-06-2025 M\$	01-04-2026 30-06-2026 M\$	01-04-2025 30-06-2025 M\$
Ganancia (pérdida)		28.375.883	8.655.093	8.059.877	4.277.310
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.	26.9	396.046	1.217.908	724.547	(501.239)
Total otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos.		396.046	1.217.908	724.547	(501.239)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos.					
Coberturas del flujo de efectivo.					
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos.	26.9	(193.552)	(392.427)	(1.916.327)	(1.487.320)
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo.		(193.552)	(392.427)	(1.916.327)	(1.487.320)
Total otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos.		(193.552)	(392.427)	(1.916.327)	(1.487.320)
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos.		202.494	825.481	(1.191.780)	(1.988.559)
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.	26.9	(106.932)	(328.835)	(195.628)	135.333
Impuestos a las ganancias acumulados relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período.		(106.932)	(328.835)	(195.628)	135.333
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período.					
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral.	26.9	52.259	105.955	517.409	401.576
Impuestos a las ganancias acumulados relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período.		52.259	105.955	517.409	401.576
Total otro resultado integral.		147.821	602.601	(869.999)	(1.451.650)
Resultado integral total.		28.523.704	9.257.694	7.189.878	2.825.660
Resultado integral atribuible a					
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora.		26.578.696	6.932.871	6.528.639	1.573.086
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras.		1.945.008	2.324.823	661.239	1.252.574
Resultado integral total.		28.523.704	9.257.694	7.189.878	2.825.660

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
Por los períodos de seis meses terminados al 30 de junio de 2026 y 2025 (no auditados)
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	Reservas				Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio		
		Reservas de coberturas de flujo de efectivo	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Total reservas		Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Patrimonio al comienzo del período al 1 de enero de 2026	1.232.423.425	(2.398.553)	(2.663.022)	(103.785.672)	(108.847.247)	342.940.327	1.466.516.505	39.440.876	1.505.957.381
Cambios en patrimonio									
Resultado integral									
Ganancia (pérdida).						26.450.003	26.450.003	1.925.880	28.375.883
Otro resultado integral.		(141.293)	269.986		128.693		128.693	19.128	147.821
Total resultado integral	0	(141.293)	269.986	0	128.693	26.450.003	26.578.696	1.945.008	28.523.704
Dividendos.					0	(1.500)	(1.500)	(1.644.834)	(1.646.334)
Total incremento (disminución) en el patrimonio	0	(141.293)	269.986	0	128.693	26.448.503	26.577.196	300.174	26.877.370
Patrimonio al final del período al 30 de junio de 2026	1.232.423.425	(2.539.846)	(2.393.036)	(103.785.672)	(108.718.554)	369.388.830	1.493.093.701	39.741.050	1.532.834.751

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
Por los períodos de seis meses terminados al 30 de junio de 2026 y 2025 (no auditados)
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	Reservas				Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio		
		Reservas de coberturas de flujo de efectivo	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Total reservas		Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Patrimonio al comienzo del período al 1 de enero de 2025	1.232.423.425	(302.803)	(2.770.161)	(103.785.672)	(106.858.636)	334.691.725	1.460.256.514	36.905.745	1.497.162.259
Cambios en patrimonio									
Resultado integral									
Ganancia (pérdida).						6.419.662	6.419.662	2.235.431	8.655.093
Otro resultado integral.		(286.471)	799.680		513.209		513.209	89.392	602.601
Total resultado integral	0	(286.471)	799.680	0	513.209	6.419.662	6.932.871	2.324.823	9.257.694
Dividendos.					0	(151.342)	(151.342)	(1.045.764)	(1.197.106)
Total incremento (disminución) en el patrimonio	0	(286.471)	799.680	0	513.209	6.268.320	6.781.529	1.279.059	8.060.588
Patrimonio al final del período al 30 de junio de 2025	1.232.423.425	(589.274)	(1.970.481)	(103.785.672)	(106.345.427)	340.960.045	1.467.038.043	38.184.804	1.505.222.847

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO
Por los períodos de seis meses terminados al 30 de junio de 2026 y 2025 (no auditados)
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR MÉTODO DIRECTO	del al Nota	01-01-2026 30-06-2026 M\$	01-01-2025 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.		1.553.531.407	1.477.681.529
Otros cobros por actividades de operación.	6.2	1.205.786	252.624
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.		(1.452.780.576)	(1.409.114.528)
Pagos a y por cuenta de los empleados.		(32.233.574)	(27.142.001)
Otros pagos por actividades de operación.	6.2	(6.631.920)	(2.254.917)
Otros cobros y pagos de operación			
Intereses recibidos.		458.100	1.890.506
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).		294.028	(62.394)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		(4.903.583)	(686.089)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		58.939.668	40.564.730
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas.		(8.623.621)	
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.			486.589
Compras de propiedades, planta y equipo.		(83.060.492)	(97.990.356)
Compras de activos intangibles.		(1.085.364)	(1.354.760)
Importes procedentes de subvenciones del gobierno.			84.355
Cobros a entidades relacionadas.			27.101.027
Intereses recibidos.		1.091.234	649.615
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(91.678.243)	(71.023.530)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Total importes procedentes de préstamos		243.913.700	132.496.883
- Importes procedentes de préstamos de largo plazo.	6.3	243.913.700	132.496.883
Préstamos de entidades relacionadas.	6.3	4.513.715	89.216.949
Reembolsos de préstamos.	6.3	(116.166.801)	(116.382.272)
Pagos de pasivos por arrendamientos.	6.3	(5.996.624)	(5.904.577)
Pagos de préstamos de entidades relacionadas.	6.3	(43.542.835)	
Dividendos pagados.		(5.248.231)	(27.473.966)
Intereses recibidos.		32.724.481	9.827.866
Intereses pagados.	6.3	(70.761.459)	(39.190.467)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		251.944	1.320.088
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		39.687.890	43.910.504
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		6.949.315	13.451.704
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.		(37.792)	532.336
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		6.911.523	13.984.040
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.		28.288.013	58.863.189
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio	6	35.199.536	72.847.229

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ÍNDICE A LAS NOTAS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS
Correspondientes al 30 de junio de 2026 y 2025

1.-	INFORMACIÓN GENERAL.	12
2.-	DESCRIPCIÓN DE LOS SECTORES DONDE PARTICIPA LA SOCIEDAD Y SUBSIDIARIAS.	12
2.1.-	Sector electricidad.	12
3.-	RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLÍTICAS CONTABLES.	18
3.1.-	Bases de preparación de los estados financieros consolidados intermedios.	18
3.2.-	Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas por la Sociedad.	19
3.3.-	Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2026, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.	20
3.4.-	Bases de consolidación.	22
3.5.-	Entidades subsidiarias.	25
3.6.-	Transacciones en moneda extranjera y unidades de reajuste.	26
3.7.-	Información financiera por segmentos operativos.	27
3.8.-	Propiedades, planta y equipo.	27
3.9.-	Propiedades de inversión.	28
3.10.-	Menor valor o plusvalía comprada (Goodwill).	29
3.11.-	Activos intangibles distintos de la plusvalía.	29
3.12.-	Costos por intereses.	30
3.13.-	Deterioro de activos no financieros.	30
3.14.-	Activos no corrientes mantenidos para la venta y grupos en disposición.	31
3.15.-	Activos financieros.	31
3.16.-	Inventarios.	34
3.17.-	Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	34
3.18.-	Efectivo y equivalentes al efectivo.	35
3.19.-	Capital social.	35
3.20.-	Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	35
3.21.-	Préstamos y otros pasivos financieros.	35
3.22.-	Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.	35
3.23.-	Obligaciones por beneficios post empleo u otros similares.	36
3.24.-	Provisiones.	37
3.25.-	Subvenciones estatales.	38
3.26.-	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.	38
3.27.-	Reconocimiento de ingresos.	38
3.28.-	Arrendamientos.	39
3.29.-	Distribución de dividendos.	40
3.30.-	Costo de ventas.	40
3.31.-	Estado de flujos de efectivo.	40
4.-	ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRÍTICOS DE LA ADMINISTRACIÓN.	41
4.1.-	Estimación del deterioro de la plusvalía comprada y activos no corrientes de vida útil indefinida.	41
4.2.-	Valor razonable de derivados y de otros instrumentos financieros.	41
4.3.-	Beneficios por Indemnizaciones por cese pactadas (PIAS) y premios por antigüedad.	42
4.4.-	Reconocimiento de ingresos y costos de energía - Efectos de Precios de Contratos de Suministro y de Precios de Transmisión.	42
5.-	POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.	47
5.1.-	Riesgo financiero.	47
6.-	EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFFECTIVO.	59

6.1.- Composición del rubro.	59
6.2.- Detalles flujos de efectivo.	60
6.3.- Conciliación de los pasivos que surgen de las actividades de financiamiento.	61
7.- OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.	62
7.1.- Activos y pasivos de cobertura.	62
7.2.- Otros activos financieros.	64
7.3.- Jerarquías del valor razonable.	64
7.4.- Categorías de activos y pasivos financieros.	66
8.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.	67
8.1.- Composición del rubro.	67
8.2.- Estratificación de la cartera.	75
8.3.- Resumen de estratificación de la cartera deudores comerciales.	76
8.4.- Cartera protestada y en cobranza judicial.	77
8.5.- Provisión y castigos.	77
8.6.- Número y monto de operaciones.	77
9.- CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.	78
9.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.	81
9.2.- Directorio y gerencia de la sociedad.	86
10.- INVENTARIOS.	87
10.1.- Información adicional de inventarios.	87
11.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.	87
12.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.	88
13.- INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.	89
13.1.- Inversiones en subsidiarias.	89
14.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTO DE LA PLUSVALÍA.	91
14.1.- Composición y movimientos de los activos intangibles.	91
14.2.- Activos intangibles con vida útil indefinida.	92
15.- PLUSVALÍA.	93
16.- PROPIEDADES DE INVERSIÓN.	94
16.1.- Composición y movimientos de las propiedades de inversión.	94
16.2.- Ingresos y gastos de propiedades de inversión.	94
17.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.	95
17.1.- Vidas útiles.	95
17.2.- Detalle de los rubros.	95
17.3.- Reconciliación de cambios en propiedades, planta y equipo.	97
17.4.- Política de inversiones en propiedades, planta y equipo.	99
17.5.- Costo por intereses.	99
18.- DETERIORO DE ACTIVOS.	99
18.1.- Prueba de deterioro de propiedad, planta y equipos, plusvalía comprada y otros activos intangibles de vida útil indefinida.	99
18.2.- Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor.	101
19.- IMPUESTOS DIFERIDOS.	101
19.1.- Activos por impuestos diferidos.	101
19.2.- Pasivos por impuestos diferidos.	102
19.3.- Movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera.	102
19.4.- Compensación de partidas.	102
20.- OTROS PASIVOS FINANCIEROS.	103
20.1.- Clases de otros pasivos financieros.	103

20.2.- Préstamos bancarios - desglose de monedas y vencimientos.	104
20.3.- Obligaciones con el público (Bonos).	106
21.- CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.	108
21.1.- Pasivos acumulados (o devengados).	108
21.2.- Información cuentas comerciales y otras cuentas por pagar con pagos al día y con plazos vencidos.	109
22.- OTRAS PROVISIONES.	109
22.1.- Provisiones - saldos.	109
22.2.- Movimiento de las provisiones.	110
23.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.	111
23.1.- Detalle del rubro.	111
23.2.- Detalle de las obligaciones post empleo y similares.	111
23.3.- Balance de las obligaciones post empleo y similares.	111
23.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados.	111
23.5.- Hipótesis actuariales.	112
23.6.- Flujo y plazo de los compromisos.	112
24.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.	113
24.1.- Ingresos diferidos.	113
25.- PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS.	114
25.1.- Obligaciones por arrendamientos.	114
25.2.- Activos por derecho de uso.	114
26.- PATRIMONIO NETO.	115
26.1.- Gestión de capital.	115
26.2.- Capital suscrito y pagado.	116
26.3.- Número de acciones suscritas y pagadas.	116
26.4.- Política de dividendos.	116
26.5.- Dividendos.	116
26.6.- Reservas.	116
26.7.- Participaciones no controladoras.	118
26.8.- Transacciones con participaciones no controladoras.	119
26.9.- Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales.	119
27.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.	120
27.1.- Ingresos ordinarios.	120
27.2.- Otros ingresos.	120
28.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES.	120
28.1.- Gastos por naturaleza.	121
28.2.- Gastos de personal.	121
28.3.- Depreciación y amortización.	121
28.4.- Otras ganancias (pérdidas).	121
29.- RESULTADO FINANCIERO.	122
29.1.- Composición ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera.	123
29.2.- Composición unidades de reajuste.	123
30.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.	124
30.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	124
30.2.- Conciliación entre el resultado por impuestos a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.	124
30.3.- Efecto en los resultados integrales por impuestos a las ganancias.	125
31.- GANANCIAS POR ACCIÓN.	125
32.- INFORMACIÓN POR SEGMENTO.	125
32.1.- Criterios de segmentación.	125

32.2.- Cuadros patrimoniales.	126
32.3.- Cuadros de resultados por segmentos.	128
32.4.- Flujos de efectivo por segmento por método directo.	129
33.- SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA.	129
33.1.- Resumen de saldos en moneda extranjera.	129
33.2.- Saldos en moneda extranjera, activos.	130
33.3.- Saldos en moneda extranjera, pasivos.	131
34.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.	133
34.1.- Juicios y otras acciones legales.	133
34.2.- Pasivos contingentes.	137
34.3.- Sanciones administrativas.	157
34.4.- Sanciones.	160
34.5.- Restricciones.	160
35.- GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.	165
36.- DISTRIBUCIÓN DEL PERSONAL.	165
37.- MEDIO AMBIENTE.	166
38.- HECHOS POSTERIORES.	176

1.- INFORMACIÓN GENERAL.

Compañía General de Electricidad S.A., Rut 76.411.321-7, es una sociedad anónima abierta, tiene su domicilio social en Avda. Presidente Riesco N° 5561 piso 17 en la comuna de Las Condes de la ciudad de Santiago, en la República de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el N° 1.141.

Al cierre de los estados financieros consolidados intermedios Compañía General de Electricidad S.A. integra en su giro las actividades de distribución de energía eléctrica y manteniendo bajo la subsidiaria Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. en menor medida la de generación de energía eléctrica.

Al 30 de junio de 2026 el accionista propietario del 97,145% de las acciones de Compañía General de Electricidad S.A. es State Grid Chile Electricity SpA., miembro del Grupo State Grid Corporation of China, cuya matriz final es dicha sociedad.

La emisión de estos estados financieros consolidados intermedios correspondientes al período terminado al 30 de junio de 2026 ha sido aprobada en Sesión de Directorio de fecha 27 de agosto de 2026, quien con dicha fecha autorizó además su publicación.

2.- DESCRIPCIÓN DE LOS SECTORES DONDE PARTICIPA LA SOCIEDAD Y SUBSIDIARIAS.

2.1.- Sector electricidad.

2.1.1.- Distribución de electricidad en Chile.

Compañía General de Electricidad S.A. participa en el negocio de distribución de energía eléctrica en Chile directamente y por medio de su subsidiaria Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. que en conjunto abastecen a 3.462.677 clientes entre la Región de Arica y Parinacota y la Región de la Araucanía, y en la Región de Magallanes y la Antártica Chilena, con ventas físicas que alcanzaron a 5.636 GWh al 30 de junio de 2026.

Aspectos regulatorios:

La actividad de distribución de electricidad en Chile está sujeta a la normativa contemplada en la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N° 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción). Dicha Ley establece el régimen bajo el cual las empresas distribuidoras operan como concesionarias de servicio público, con criterios objetivos para la fijación de precios, de forma tal que el resultado de su aplicación sea la asignación económicamente eficiente de recursos en el sector eléctrico. En particular, el artículo N° 7 define el servicio público eléctrico, el artículo N° 8 TER establece la obligación de giro exclusivo de distribución, y el artículo N° 31 consagra que las concesiones definitivas se otorgan por plazo indefinido.

El sistema regulatorio, vigente desde 1982, aunque ha sufrido algunas modificaciones importantes en los últimos años, ha permitido un desarrollo satisfactorio del sector eléctrico. Asimismo, contribuyó a un rápido proceso de crecimiento, con altas tasas de inversión durante la última década, a la diversificación de la oferta en generación y a importantes reducciones en los costos de producción, transporte y distribución.

La Ley N° 21.194, publicada el 21 de diciembre de 2019, mediante la cual se rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica, modificó el marco normativo que regula el segmento de distribución de electricidad, estableciendo, por un lado, un mecanismo de estabilización de los niveles de precios asociados al valor agregado por concepto de costos de distribución debiendo ser incorporadas las diferencias originadas por su aplicación a las tarifas resultantes de los siguientes procesos de tarificación de los suministros a clientes regulados y por otro, la obligación para las empresas distribuidoras de constituirse como sociedades de giro exclusivo de distribución de energía eléctrica. Las empresas que operan en sistemas medianos, sistemas aislados para pequeños consumidores o cooperativas que desarrollen giros adicionales deberán llevar contabilidad separada respecto de la actividad de distribución, conforme a la modificación introducida al artículo N° 8 TER por la Ley N° 21.804 publicada en el Diario Oficial el 13 de febrero de 2026. Esta restricción implica que CGE no se encuentra habilitada para suscribir directamente nuevos contratos con clientes libres, según lo determinado por la Comisión Nacional de Energía en la resolución sobre el alcance del giro exclusivo.

Por otro lado, la Ley N° 21.249, publicada el 8 de agosto de 2020, dispuso beneficios excepcionales en favor de los usuarios finales de los servicios sanitarios, de electricidad y de gas de red, estableciendo: a) la prohibición de cortar el suministro eléctrico por mora en el pago de las cuentas durante 90 días; y b) que, a solicitud de los clientes (vulnerables, tercera edad, cesantes y afectados en sus ingresos, entre otros), las deudas generadas entre el 18 de marzo de 2020 y los 90 días posteriores al 8 de agosto de 2020 se deberán prorratar en hasta 12 cuotas mensuales, sin multas, ni intereses, ni gastos asociados. Adicionalmente, mediante Leyes N° 21.301 y N° 21.340, publicadas el 5 de enero de 2021 y el 22 de mayo de 2021, respectivamente, se extendió hasta el 31 de diciembre de 2021 la vigencia de la señalada Ley N° 21.249, ampliándose el universo de clientes beneficiarios y a 48 las cuotas para la postergación de pagos.

El 11 de febrero de 2022 fue publicada la Ley N° 21.423, mediante la cual se establece, entre otras disposiciones, que a) las deudas de los usuarios beneficiarios de la suspensión del corte de suministro por falta de pago, de acuerdo con la Ley N° 21.249, generadas durante el período comprendido entre el 18 de marzo de 2020 y el 31 de diciembre de 2021, cuyo consumo promedio del año 2021 no sea superior a 250 kWh/mes, serán pagadas en cuotas mensuales y sucesivas, determinadas dividiendo el monto total de lo adeudado por 48, no pudiendo incorporarse multas, intereses, ni gastos; b) dicha cuota no podrá exceder el 15% del cobro asociado al consumo promedio del año 2021; c) una vez pagadas las 48 cuotas, en caso de existir un saldo de la deuda, éste se extinguirá mediante convenios celebrados por el Ministerio de Obras Públicas o el Ministerio de Energía, según corresponda, con las empresas sanitarias o las empresas y cooperativas eléctricas, respectivamente, los que deberán ser aprobados por el correspondiente acto administrativo; d) se establecerán subsidios automáticos para estos usuarios por un máximo de 48 meses, correspondientes al valor de las cuotas calculadas, los cuales deben ser descontados mensualmente por las empresas a los correspondientes usuarios; e) el procedimiento de pago de los subsidios y las demás normas necesarias para su implementación serán determinados mediante decreto supremo conjunto de los Ministerios de Obras Públicas y de Energía, debiendo ser suscrito por el Ministro de Hacienda y; f) la extensión, hasta el 31 de marzo de 2022, para que los clientes beneficiarios de convenios de la Ley N° 21.249 puedan acogerse a ellos.

En particular, el mercado ha sido dividido en dos categorías: a) clientes sujetos a fijación de precios o clientes regulados, que corresponden principalmente a aquellos cuya potencia conectada es igual o inferior a 5.000 kW y; b) clientes no sujetos a fijación de precios o clientes libres. Las tarifas aplicables a clientes regulados son fijadas por la autoridad, mientras que los precios de suministro para clientes libres se pactan libremente.

Adicionalmente, los clientes regulados que tienen una potencia conectada mayor a 300 kW se encuentran facultados para optar entre la tarifa regulada y una de precio libre, con un ejercicio mínimo de cuatro años de permanencia en cada régimen, y comunicado con una antelación de, al menos, 12 meses. Se hace presente que, a partir del 9 de diciembre de 2024, mediante la publicación de la Resolución Exenta N° 58-2024 del Ministerio de Energía, dicho límite fue rebajado de 500 kW a 300 kW, previa consulta del Ministerio al Tribunal de la Libre Competencia.

En relación con lo anterior, es necesario tener en cuenta que, en conformidad con lo determinado por la Comisión Nacional de Energía en la resolución que determinó el alcance del giro exclusivo de distribución, establecido en la Ley N° 21.194, las empresas distribuidoras no se encuentran habilitadas para suscribir directamente nuevos contratos con clientes libres. Esta situación no representa efectos significativos en los resultados de las empresas concesionarias en la medida en que los clientes libres se acojan a las opciones tarifarias de peajes de distribución existentes.

Concentración de las operaciones:

La extensa cobertura geográfica que posee Compañía General de Electricidad S.A. en esta actividad permite reducir el riesgo inherente a la concentración de clientes, demanda e instalaciones. Las distintas realidades socioeconómicas de cada una de las regiones del país permiten diversificar el origen de sus ingresos, evitando la dependencia y los posibles factores de riesgo asociados a la concentración de su actividad comercial en una zona específica del país.

Demanda:

En Chile, la demanda por energía eléctrica está asociada directamente con el desarrollo económico experimentado por el país. En este sentido, el crecimiento de la demanda se relaciona estrechamente con el mejoramiento del ingreso per cápita y el desarrollo tecnológico. Lo anterior se traduce, en el caso del sector residencial, en un mayor acceso a equipos electrodomésticos y, en el sector industrial, a la automatización de procesos industriales. Otro factor que influye en el crecimiento de la demanda es el incremento de la población y las viviendas, lo que está fuertemente relacionado con los planes de desarrollo urbano.

Como nación en vías de desarrollo, el consumo per cápita en Chile aún es bajo en comparación a otros países desarrollados, lo que se traduce en atractivas perspectivas de crecimiento del consumo de energía eléctrica en el país. De este modo, el riesgo relacionado a la volatilidad y evolución de la demanda es reducido, incluso considerando el impacto que podría generar la implementación de planes de eficiencia energética, los que tienden a traducirse en reducciones de la demanda que experimentan las empresas concesionarias y con ellos, los correspondientes ingresos.

Contratos de suministro:

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados y libres, Compañía General de Electricidad S.A. cuenta con contratos de largo plazo de abastecimiento de energía y potencia con las principales empresas generadoras del país, cuyas solvencias han sido clasificadas, por reconocidas empresas del mercado, en categorías de bajo nivel de riesgo.

En efecto, para abastecer el consumo de sus clientes regulados cuenta con contratos resultantes de las licitaciones de suministro eléctrico efectuadas entre los años 2008 y 2026, en cumplimiento de la Ley General de Servicios Eléctricos. Producto de los mencionados procesos, Compañía General de Electricidad S.A. mantiene contratos con los generadores: Acciona Energía Chile Holdings S.A., Aela Generación S.A., Besalco Energía Renovable S.A., Empresa Eléctrica Carén S.A., Cerro Dominador CSP S.A., Chungungo S.A., Colbún S.A., Cóndor Energía SpA. Energía Cerro El Morado S.A., Enel Generación Chile S.A., Engie Energía Chile S.A., GM Holdings S.A., Huemul Energía SpA., Ibereólica Cabo Leones II S.A., Ibereólica Cabo Leones III S.A., Parque Solar Fotovoltaico Luz del Norte SpA., Norvind S.A., Opdenenergy Generacion SpA., Parque Eólico Cabo Leones I S.A., Parque Eólico Punta de Talca SpA., PV Salvador S.A., Empresa Eléctrica Rucatayo S.A., San Juan S.A., Santiago Solar S.A., Sonnedix Cox Energy Chile SpA., Sonnedix PPA Holding SpA., SPV P4 SpA., WPD Duqueco SpA., WPD Malleco SpA., WPD Negrete SpA. y Zapaleri SpA.

En cuanto al suministro para el abastecimiento de clientes libres, Compañía General de Electricidad S.A. mantiene contratos vigentes con la empresa generadora Engie Energía Chile S.A. por plazos variables hasta el año 2027, los cuales se encuentran ajustados a los plazos convenidos con dichos clientes. Sin perjuicio de lo anterior, debe tenerse a la vista que, considerando las limitaciones impuestas por el giro exclusivo de distribución, Compañía General de Electricidad S.A. se encuentra imposibilitada de abastecer requerimientos de suministros de nuevos clientes libres, como también de renovar los contratos suscritos con clientes libres cuya vigencia se encuentra próxima a su fin.

En el caso de Empresa Eléctrica de Magallanes S.A., por tratarse de una empresa integrada verticalmente, la energía eléctrica es generada directamente mediante centrales en cada uno de los sistemas atendidos por esta subsidiaria.

Precios:

El segmento de distribución de electricidad en Chile se encuentra regulado por el Estado debido a que presenta las características propias de monopolio natural.

Consecuentemente, se establece un régimen de concesiones para el establecimiento, operación y explotación de redes de distribución de servicio público, donde se delimita territorialmente la zona de operación de las empresas distribuidoras. Asimismo, se regulan las condiciones de explotación de este negocio, los precios que se pueden cobrar a clientes regulados y la calidad de servicio que debe prestar.

El marco regulatorio de la industria eléctrica en Chile está definido por la Ley General de Servicios Eléctricos, cuyo texto se encuentra contenido en el DFL N° 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos (Decreto N° 327-1997 del Ministerio de Minería), los decretos tarifarios y demás normas técnicas y reglamentarias emanadas del Ministerio de Energía, de la Comisión Nacional de Energía y de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

i) Valor agregado de distribución (VAD).

La tarifa regulada de distribución, que es fijada por el Ministerio de Energía en un procedimiento que es encabezado por la Comisión Nacional de Energía, resulta de la suma de los siguientes componentes:

- Precio de Nudo: Corresponde al precio aplicable a la compra de energía para consumos regulados. Dicho valor es fijado por la autoridad en el punto de interconexión de las instalaciones de transmisión con las de distribución, considerando el precio de los contratos de suministro que hayan suscrito las distribuidoras como resultado de las licitaciones realizadas;

- Cargos por el uso de los Sistemas de Transmisión;
- Cargo por Servicio Público y;
- Valor Agregado de Distribución (VAD), que permite cubrir los costos de operación y mantenimiento del sistema de distribución, los correspondientes costos de comercialización y rentar sobre todas sus instalaciones.

El precio de nudo, los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión y el cargo por Servicio Público son traspasados a los clientes finales, correspondiendo el VAD a la retribución de la empresa distribuidora.

La Ley General de Servicios Eléctricos establece que cada 4 años se debe efectuar el cálculo de los costos de los componentes del VAD, basado en el dimensionamiento de empresas modelo de distribución de energía eléctrica, las cuales deben ser eficientes y satisfacer óptimamente la demanda con la calidad de servicio determinada en la normativa vigente.

El Valor Agregado de Distribución retribuye:

- Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independiente de su consumo;
- Pérdidas medias de distribución en potencia y energía;
- Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de inversión se calculan considerando el Valor Nuevo de Reemplazo, de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y una tasa de actualización determinada en cada proceso tarifario, la que no puede ser inferior al 6% ni superior al 8% real anual después de impuestos.

Para la determinación del VAD, en conformidad con el procedimiento definido en la Ley N° 21.194, el estudio de costos debe ser licitado y adjudicado, siendo ejecutado y supervisado por un comité integrado por representantes de las distribuidoras, dos representantes del Ministerio de Energía y dos representantes de la Comisión Nacional de Energía.

La Comisión Nacional de Energía debe elaborar un informe técnico sobre la base del señalado estudio, respecto del cual se podrán presentar observaciones ante ese mismo organismo y, posteriormente, discrepancias ante el Panel de Expertos.

Con el VAD definitivo, la Comisión Nacional de Energía estructura las fórmulas tarifarias finales y sus fórmulas de indexación, las cuales, de acuerdo con los procedimientos establecidos, son fijadas mediante decreto del Ministerio de Energía. Dichas fórmulas de indexación, que son aplicadas mensualmente, reflejan las variaciones de los precios de los principales insumos que afectan los costos de la actividad de distribución de electricidad. Esto es sin perjuicio que en la Ley N° 21.194 se estableció un mecanismo transitorio que para que los niveles de precios asociados al Valor Agregado de Distribución que estén siendo aplicados a la fecha de su publicación, permanezcan constantes hasta el término de su vigencia, debiendo las diferencias ser incorporadas a las tarifas resultantes de los siguientes procesos de tarificación de los suministros a clientes regulados.

Dada la existencia de economías de escala en la actividad de distribución de electricidad, las empresas alcanzan anualmente rendimientos crecientes en función del aumento de sus costos y de la demanda en sus zonas de concesión, los cuales son incorporados en las tarifas reguladas y transferidos a los clientes mediante la aplicación de factores de ajuste anuales determinados por la Comisión Nacional de Energía e incluidos en el decreto tarifario cuadrienal.

La Ley General de Servicios Eléctricos establece que al momento de la fijación de tarifas las concesionarias deben mantener una rentabilidad agregada, esto es considerando a todas las empresas como un conjunto, dentro de una banda comprendida entre 3 puntos porcentuales por debajo y 2 puntos porcentuales por arriba de la tasa de descuento que haya sido determinada. De este modo, el retorno sobre la inversión para una distribuidora dependerá de su desempeño relativo a los estándares determinados para una empresa modelo.

El 7 de junio de 2024 fue publicado en el Diario Oficial el Decreto N° 5T-2024 del Ministerio de Energía, que fija las fórmulas tarifarias aplicables a clientes finales sujetos a fijación de precios regulados, las cuales tienen vigencia desde el 4 de noviembre de 2020 hasta el 3 de noviembre de 2024. Posteriormente, el 9 de abril de 2025 la Contraloría General de la República dio curso al Decreto N° 5T-2024, el que, en atención a las enmiendas incorporadas por ese organismo, fue publicado nuevamente el 21 de abril de 2025 en el Diario Oficial.

No obstante lo anterior, la Ley establece que, una vez vencido el ejercicio de vigencia de las fórmulas tarifarias, estas continuarán vigentes, incluidas sus cláusulas de indexación, mientras no sean fijadas las nuevas fórmulas.

Proceso de fijación de tarifas correspondiente al cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuadrienio noviembre 2024-2028, cuya aplicación será a partir del 4 de noviembre de 2024. Así, las diferencias que se produzcan entre lo efectivamente facturado y lo que corresponda acorde a las fórmulas tarifarias que en definitiva se establezcan, deberán ser abonadas o cargadas a la cuenta de los clientes finales.

Al respecto, con fecha 10 de octubre de 2025, la CNE, comunica a las empresas concesionarias de distribución, mediante la Resolución Exenta N° 626 que Aprueba Informe Técnico Preliminar del Cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuadrienio noviembre 2024–noviembre 2028, el que fue observado por las empresas distribuidoras dentro del plazo definido por la regulación.

Luego, el 30 de enero 2026 mediante Resolución Exenta N° 58 deja sin efecto Resolución Exenta CNE N° 626/2025 y aprueba nueva versión de Informe Técnico Preliminar del Cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución con sus anexos y formato de observaciones, cuadrienio noviembre 2024–noviembre 2028.

Cabe indicar que, en la nueva Ley N° 21.833 de Protección Tarifaria Eléctrica, publicada el 31 de julio 2026, establece lo siguiente “Artículo tercero.- El decreto de fórmulas tarifarias al que hace referencia el artículo 190º de la Ley General de Servicios Eléctricos, correspondiente al cuadrienio 2024-2028, fijará, en su lugar, fórmulas tarifarias para el sexenio 2024-2030”.

ii) Precios de servicios no consistentes en suministro de energía.

Por otra parte, en la misma ocasión en que se fija el Valor Agregado de Distribución, cada cuatro años, se fijan los precios de los servicios no consistentes en suministros de energía, entre los cuales destacan los servicios de arriendo de medidores y ejecución de empalmes.

El procedimiento para la fijación de los precios de dichos servicios se encuentra contenido en el Decreto N° 341-2007 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, publicado en el Diario Oficial del 10 de marzo de 2008.

En dicho reglamento se establece que la revisión y determinación de nuevos precios de servicios no consistentes en suministro de energía, la que debe efectuarse con ocasión del proceso de fijación de tarifas de suministro de distribución, debe hacerse sobre la base de los estudios de costos del valor agregado de distribución y de criterios de eficiencia, debiendo ser plenamente coherentes. Dicha coherencia se funda en el hecho que una misma empresa es la que provee el servicio de distribución, así como los servicios no consistentes en suministro de energía.

Para dar cumplimiento a lo anterior, la Comisión Nacional de Energía debe encargar un estudio de costos que es financiado, licitado y supervisado por ella, en el cual se estiman los costos del valor agregado de distribución y de los servicios no consistentes en suministro de energía. Dicho informe es sometido a la revisión de las empresas de distribución de electricidad y en caso de discrepancias, ellas son sometidas al dictamen del Panel de Expertos.

El 10 de abril de 2026, fue publicado en el Diario Oficial el Decreto N° 2T-2026 del Ministerio de Energía, que fija los nuevos precios de servicios no consistentes en suministros de energía, asociados a la distribución eléctrica, correspondiente al cuatrienio noviembre 2020-noviembre 2024.

2.1.2.- Generación de energía eléctrica.

Compañía General de Electricidad S.A. participa en la actividad de generación de electricidad en Chile en el Sistema de Magallanes, a través de la subsidiaria Empresa Eléctrica de Magallanes S.A., la que posee una capacidad instalada en sus centrales generadoras térmicas a gas natural y petróleo diésel de 121,8 MW.

3.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLÍTICAS CONTABLES.

Las principales políticas contables aplicadas en la preparación de los estados financieros consolidados intermedios, se detallan a continuación. Estas políticas han sido aplicadas uniformemente en todos los períodos y ejercicios presentados, a menos que se indique lo contrario.

3.1.- Bases de preparación de los estados financieros consolidados intermedios.

Los presentes estados financieros consolidados intermedios al 30 de junio de 2026 y 2025, han sido preparados de acuerdo con Norma Internacional de Contabilidad N° 34 (NIC 34) incorporada en las Normas de Contabilidad de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board ("IASB").

Los estados financieros consolidados intermedios han sido preparados de acuerdo con el principio de costo, modificado por la revaluación de propiedades de inversión, y ciertos activos y pasivos financieros (incluyendo instrumentos financieros derivados) a valor razonable con cambios en resultados o en patrimonio.

En la preparación de los estados financieros consolidados intermedios se han utilizado las políticas emanadas desde State Grid Chile Electricity SpA. para todas las subsidiarias incluidas en la consolidación.

En la preparación de los estados financieros consolidados intermedios se han utilizado estimaciones contables críticas para cuantificar algunos activos, pasivos, ingresos y gastos. Las áreas que involucran un mayor grado de juicio o complejidad o áreas en las que los supuestos y estimaciones son significativos para los estados financieros consolidados intermedios se describen en Nota 4.

Para el período terminado al 30 de junio de 2025, se han efectuado reclasificaciones para facilitar su comparación con el período terminado al 30 de junio de 2026. Estas reclasificaciones no modifican el resultado ni el patrimonio del período anterior.

3.2.- Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas por la Sociedad.

Los siguientes estándares, interpretaciones y enmiendas son obligatorios por primera vez para el ejercicio 2026.

3.2.1.- En mayo de 2024, el IASB emitió enmiendas a la NIIF 9 y NIIF 7 “Clasificación y Medición de los Instrumentos Financieros”, enmiendas que:

- Clarifican que un pasivo financiero se da de baja en cuentas en la “fecha de liquidación”, es decir, cuando la obligación vinculada se cumple, se cancela, expira o el pasivo de otro modo califica para su baja en cuentas. También introduce una opción de política contable para dar de baja en cuentas los pasivos financieros que se liquidan a través de un sistema de pago electrónico antes de la fecha de liquidación si se cumplen ciertas condiciones.
- Clarifican cómo evaluar las características del flujo de efectivo contractual de los activos financieros que incluyen características ambientales, sociales y de gobernanza (ASG) y otras características contingentes similares.
- Clarifican el tratamiento de los activos sin recurso y los instrumentos vinculados contractualmente.
- Requieren revelaciones adicionales en la NIIF 7 para activos y pasivos financieros con términos contractuales que hacen referencia a un evento contingente (incluidos aquellos que están vinculados a ASG) e instrumentos de patrimonio clasificados a valor razonable con cambios en otro resultado integral.

Los nuevos requisitos se aplican retrospectivamente con un ajuste en el saldo de apertura de los resultados acumulados. No es necesario reexpresar períodos anteriores. Además, se requiere que una entidad revele información sobre los activos financieros que cambian su categoría de medición debido a las modificaciones.

3.2.2.- En julio de 2024 el IASB emitió las mejoras anuales a las NIIF que afectan NIIF 1, NIIF 7, NIIF 9, NIIF 10 y NIC 7. Las mejoras anuales se limitan a cambios que aclaran la redacción de una norma o corrigen consecuencias no deseadas relativamente menores, equivocaciones o conflictos entre los requisitos de las normas NIIF que pueden ser causados por descripciones imprecisas.

3.2.3.- En diciembre de 2024 el IASB emitió las enmiendas a NIIF 9 “Instrumentos Financieros” y a la NIIF 7 “Instrumentos Financieros: Información a Revelar”, relativos a los contratos referidos a la electricidad dependiente de la naturaleza que:

- Aclaran la aplicación de los requisitos del concepto de “uso propio”.
- Permiten la contabilidad de cobertura si estos contratos se utilizan como instrumentos de cobertura.
- Agregan nuevos requisitos de revelaciones para permitir a los inversores entender el efecto de estos contratos en el desempeño financiero y los flujos de efectivo de una entidad.

Las aclaraciones sobre los requisitos de “uso propio” deben aplicarse retrospectivamente, pero las directrices que permiten la contabilidad de cobertura deben aplicarse prospectivamente a las nuevas relaciones de cobertura designadas en o después de la fecha de aplicación inicial.

La adopción de estas normas, interpretaciones y enmiendas no generaron impactos en los estados financieros consolidados intermedios del Grupo en la fecha de aplicación inicial.

3.3.- Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2026, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.

- 3.3.1.- En abril de 2024, el IASB emitió la NIIF 18 “Presentación e Información a Revelar en los Estados Financieros”, que sustituye a la NIC 1. Si bien se han incorporado la mayoría de las secciones de la NIC 1 con cambios limitados, la NIIF 18 introduce nuevos requisitos de presentación en el estado de resultados, incluyendo totales y subtotales específicos. También exige la revelación de las medidas de rendimiento definidas por la administración e incluye nuevos requisitos para la agregación y desagregación de la información financiera con base en las funciones identificadas de los estados financieros principales y las notas.

Además, se han realizado modificaciones de alcance limitado a la NIC 7 “Estado de Flujos de Efectivo”, y algunos requisitos previamente incluidos en la NIC 1 se han trasladado a la NIC 8, que ahora se denomina NIC 8 “Bases de Preparación de los Estados Financieros”.

La NIIF 18 y todas las modificaciones consiguientes entran en vigor para los ejercicios que comiencen a partir del 1 de enero de 2027, permitiéndose su aplicación anticipada. Se requiere su aplicación retroactiva.

Entre los principales impactos se contempla la modificación del estado de resultados correspondiente al ejercicio 2026, junto con sus notas asociadas, los cuales serán objeto de reformulación en los estados financieros del ejercicio 2027. Esta reformulación implicará la incorporación de nuevos totales y subtotales en conformidad con los requerimientos establecidos por la NIIF 18. Adicionalmente, se anticipan cambios en la presentación de las notas explicativas, derivados de la aplicación de nuevos criterios de agregación y desagregación de la información financiera. Asimismo, se incorporará una nota específica destinada a la revelación de las medidas de desempeño definidas por la Administración.

- 3.3.2.- En mayo de 2024, el IASB emitió la NIIF 19 “Subsidiarias sin Obligación Pública de Rendir Cuentas: Información a Revelar” que permite a las entidades elegibles optar por aplicar sus requisitos de revelación reducidos, a la vez que aplican los requisitos de reconocimiento, medición y presentación de otras Normas de Contabilidad de las NIIF. Para ser elegible, al final del período sobre el que se informa, una entidad debe ser una subsidiaria según se define en la NIIF 10, no puede rendir cuentas públicamente y debe tener una matriz (última o intermedia) que prepare estados financieros consolidados, disponibles para uso público, que cumplan con las Normas de Contabilidad de las NIIF.

La NIIF 19 entrará en vigor para los períodos sobre los que se informa que comiencen a partir del 1 de enero de 2027, permitiéndose su aplicación anticipada.

- 3.3.3.- En noviembre de 2025, el IASB emitió “Conversión a una Moneda de Presentación Hiperinflacionaria - Enmiendas a la NIC 21”. Las enmiendas requieren la conversión desde una moneda funcional no hiperinflacionaria a una moneda de presentación hiperinflacionaria utilizando el tipo de cambio de cierre.

Si la moneda funcional de una entidad es la moneda de una economía no hiperinflacionaria, pero su moneda de presentación es la moneda de una economía hiperinflacionaria, sus resultados y su situación financiera se traducen a la moneda de presentación convirtiendo todos los importes (es decir, activos, pasivos, partidas del patrimonio, ingresos y gastos) y todas las cifras comparativas al tipo de cambio de cierre de la fecha del estado de situación financiera más reciente. Una entidad cuya moneda funcional y moneda de presentación sea la moneda de una economía hiperinflacionaria, reexpresa los importes comparativos de una operación en el extranjero, cuya moneda funcional es la de una economía no hiperinflacionaria, aplicando el índice general de precios, de acuerdo con el párrafo 34 de la NIC 29, a las cifras comparativas de dicha operación extranjera.

Las enmiendas aplican para los períodos anuales que comiencen el o después del 1 de enero de 2027, y se permite su aplicación anticipada.

- 3.3.4.- En mayo de 2026, el IASB emitió la NIIF 20 “Activos Regulatorios y Pasivos Regulatorios”, que establece los requerimientos para el reconocimiento, medición, presentación y revelación de activos regulatorios, pasivos regulatorios, ingresos regulatorios y gastos regulatorios.

La norma tiene como objetivo proporcionar información que permita a los usuarios de los estados financieros comprender la remuneración total permitida por bienes o servicios sujetos a regulación tarifaria y los derechos y obligaciones asociados.

Asimismo, la NIIF 20 introduce requerimientos que complementan la información proporcionada bajo otras normas NIIF (por ejemplo, NIIF 15).

Adicionalmente, se han realizado enmiendas de alcance limitado a otras normas, incluyendo NIIF 1, NIIF 3 y NIIF 18.

La NIIF 20, junto con las modificaciones consecuentes a las otras normas, se aplicará para períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2029. Se permite la aplicación anticipada, la cual deberá ser revelada conforme a NIC 8 o mediante un enfoque retrospectivo modificado con ciertas exenciones.

- 3.3.5.- En noviembre de 2025, el IASB emitió las Enmiendas a los Ejemplos Ilustrativos de las NIIF 7, NIIF 18, NIC 1, NIC 8, NIC 36 y NIC 37 – Revelaciones sobre Incertidumbres en los Estados Financieros (“los ejemplos”), que agregaron ejemplos ilustrativos a varias Normas de Contabilidad de las NIIF.

Los ejemplos tienen como objetivo mejorar la información sobre riesgos climáticos y otras incertidumbres presentadas en los estados financieros, particularmente para atender las preocupaciones de las partes interesadas respecto a la consistencia de la información dentro de los informes financieros de propósito general, y la suficiencia de la información sobre riesgos relacionados con el clima y otras incertidumbres dentro de los estados financieros.

Estos ejemplos ilustran requerimientos existentes en las Normas de Contabilidad de las NIIF. No agregan ni modifican los requerimientos vigentes.

Los temas tratados en los ejemplos comprenden los siguientes aspectos:

- Juicios relacionados con la materialidad.
- Supuestos: requisitos específicos aplicables a las pruebas de deterioro.
- Supuestos: requisitos generales.
- Riesgo de crédito.
- Provisiones para desmantelamiento y restauración de sitios.
- Revelación de información desagregada en las notas a los estados financieros.

Los ejemplos no tienen una fecha de vigencia ni requerimientos de transición.

- 3.3.6.- En junio de 2026, el IASB emitió enmiendas de alcance limitado a la “NIC 28 relacionadas con la aplicación de la opción de valor razonable para inversiones en asociadas y negocios conjuntos”.

Estas enmiendas tienen como objetivo abordar incertidumbres identificadas por los usuarios respecto a:

- La interpretación del concepto de “entidades similares”, y
- La interacción de esta opción con los requerimientos de la NIIF 18.

Entre las principales aclaraciones, las enmiendas establecen que:

- Una “entidad similar” incluye entidades cuya actividad principal es invertir en determinados tipos de activos, de acuerdo con la definición incorporada en NIIF 18.
- La elegibilidad para aplicar la opción de valor razonable debe evaluarse a nivel de la entidad que mantiene directamente la inversión, y no a nivel del grupo.

Las enmiendas no modifican los requerimientos actuales relativos a la clasificación de ingresos y gastos establecidos en NIIF 18.

Las enmiendas se aplican en el momento de la adopción inicial de la NIIF 18 y deben aplicarse de manera retrospectiva.

- 3.3.7.- Las enmiendas a NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados” y NIC 28 “Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos (2011)” abordan una inconsistencia reconocida entre los requerimientos de NIIF 10 y los de NIC 28 (2011) en el tratamiento de la venta o la aportación de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjunto.

Las enmiendas, emitidas en septiembre de 2014, establecen que cuando la transacción involucra un negocio (tanto cuando se encuentra en una filial o no) se reconoce toda la ganancia o pérdida generada. Se reconoce una ganancia o pérdida parcial cuando la transacción involucra activos que no constituyen un negocio, incluso cuando los activos se encuentran en una filial.

La fecha de aplicación obligatoria de estas enmiendas está por determinar debido a que el IASB está a la espera de los resultados de su proyecto de investigación sobre la contabilización según el método de participación. Estas enmiendas deben ser aplicadas en forma retrospectiva y se permite la adopción anticipada, lo cual debe ser revelado.

La Administración de la Sociedad estima que la adopción de las Normas, Enmiendas e Interpretaciones (distintas de la NIIF 18) que pudiesen aplicar al Grupo, no tendrán un impacto significativo en los estados financieros consolidados en el ejercicio de su primera aplicación.

3.4.- Bases de consolidación.

3.4.1.- Subsidiarias o filiales.

Subsidiarias o filiales son todas las entidades (incluidas las entidades de cometido especial) sobre las que Compañía General de Electricidad S.A. tiene el control. Se considera que se mantiene control cuando:

- Se tiene el poder sobre la entidad;
- Se está expuesto, o tiene derecho, a retornos variables procedentes de su implicación en las sociedades.
- Se tiene la capacidad de afectar los retornos mediante su poder sobre la entidad.

Se considera que Compañía General de Electricidad S.A. tiene poder sobre una entidad, cuando tiene derechos existentes que le otorgan la capacidad presente de dirigir las actividades relevantes, eso es, las actividades que afectan de manera significativa los retornos de la entidad. El poder sobre sus subsidiarias se deriva de la posesión de la mayoría de los derechos de voto otorgados por instrumentos de capital de las subsidiarias.

A la hora de evaluar si la Sociedad controla otra entidad, se considera la existencia y el efecto de los derechos potenciales de voto que sean actualmente ejercibles o convertibles. Las subsidiarias se consolidan a partir de la fecha en que se transfiere el control y se excluyen de la consolidación en la fecha en que cesa el mismo.

Para contabilizar la adquisición de subsidiarias se utiliza el método de adquisición. El costo de adquisición es el valor razonable de los activos entregados, de los instrumentos de patrimonio emitidos y de los pasivos incurridos o asumidos en la fecha de intercambio. El precio pagado determinado incluye el valor justo de activos o pasivos resultantes de cualquier acuerdo contingente de precio. Los costos relacionados con la adquisición son cargados a resultados tan pronto son incurridos. Los activos identificables adquiridos y los pasivos y contingencias identificables asumidos en una combinación de negocios se valoran inicialmente por su valor razonable a la fecha de adquisición, con independencia del alcance de las participaciones no controladoras, el cual incluiría cualquier activo o pasivo contingente a su valor justo. Según cada adquisición, Compañía General de Electricidad S.A. reconoce el interés no controlador a su valor razonable o al valor proporcional del interés no controlante sobre el valor justo de los activos netos adquiridos. El exceso del costo de adquisición sobre el valor razonable de la participación de la Sociedad en los activos netos identificables adquiridos se reconoce como menor valor o plusvalía comprada (goodwill). Si el costo de adquisición es menor que el valor razonable de los activos netos de la subsidiaria adquirida, la diferencia se reconoce directamente en el estado de resultados.

Se eliminan las transacciones intercompañías, los saldos y las ganancias no realizadas por transacciones entre entidades relacionadas. Las pérdidas no realizadas también se eliminan, a menos que la transacción proporcione evidencia de una pérdida por deterioro del activo transferido. Cuando es necesario, para asegurar su uniformidad con las políticas adoptadas por Compañía General de Electricidad S.A., se modifican las políticas contables de las subsidiarias.

3.4.2.- Transacciones y participaciones no controladoras.

Compañía General de Electricidad S.A. trata las transacciones con las participaciones no controladoras como si fueran transacciones con accionistas del Grupo. En el caso de adquisiciones de participaciones no controladoras, la diferencia entre cualquier retribución pagada y la correspondiente participación en el valor en libros de los activos netos adquiridos de la subsidiaria se reconoce en el patrimonio. Las ganancias y pérdidas por bajas a favor de la participación no controladora, mientras se mantenga el control, también se reconocen en el patrimonio.

Cuando Compañía General de Electricidad S.A. deja de tener control o influencia significativa, cualquier interés retenido en la entidad es remediado a valor razonable con impacto en resultados. El valor razonable es el valor inicial para propósitos de su contabilización posterior como asociada, negocio conjunto o activo financiero. Los importes correspondientes previamente reconocidos en Otros Resultados Integrales son reclasificados a resultados.

3.4.3.- Negocios conjuntos.

Los negocios conjuntos son aquellos donde las partes tienen el control sobre el acuerdo y derechos sobre los activos netos de la entidad controlada conjuntamente, que se contabilizan de acuerdo al método de participación como se describe en la NIIF 11 párrafo 24, y que se detalla en la NIC 28 párrafo 10, en caso de existir.

3.4.4.- Asociadas o coligadas.

Asociadas o coligadas son todas las entidades sobre las que Compañía General de Electricidad S.A. ejerce influencia significativa pero no tiene control, lo cual generalmente está acompañado por una participación de entre un 20% y un 50% de los derechos de voto. Las inversiones en asociadas o coligadas se contabilizan por el método de participación e inicialmente se reconocen por su costo. La inversión de Compañía General de Electricidad S.A. en asociadas o coligadas incluye el menor valor (goodwill o plusvalía comprada) identificada en la adquisición, neto de cualquier pérdida por deterioro acumulada.

La participación de Compañía General de Electricidad S.A. en las pérdidas o ganancias posteriores a la adquisición de sus coligadas o asociadas se reconoce en resultados, y su participación en los movimientos patrimoniales posteriores a la adquisición que no constituyen resultados, se imputan a las correspondientes reservas de patrimonio (y se reflejan según corresponda en el estado consolidado de resultados integral).

Cuando la participación de Compañía General de Electricidad S.A. en las pérdidas de una coligada o asociada es igual o superior a su participación en la misma, incluida cualquier otra cuenta a cobrar no asegurada, Compañía General de Electricidad S.A. no reconoce pérdidas adicionales, a no ser que haya incurrido en obligaciones o realizado pagos en nombre de la coligada o asociada.

Las ganancias no realizadas por transacciones entre Compañía General de Electricidad S.A. y sus coligadas o asociadas se eliminan en función del porcentaje de participación de la Sociedad en estas.

También se eliminan las pérdidas no realizadas, excepto si la transacción proporciona evidencia de pérdida por deterioro del activo que se transfiere. Cuando es necesario para asegurar su uniformidad con las políticas adoptadas por la Sociedad, se modifican las políticas contables de las asociadas.

Las ganancias o pérdidas de dilución en coligadas o asociadas se reconocen en el estado consolidado de resultados.

3.5.- Entidades subsidiarias.

Al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 el Grupo incluye las siguientes sociedades consolidadas:

3.5.1.- Entidades de consolidación directa.

Rut	Nombre sociedad	País	Domicilio subsidiaria	Moneda funcional	Porcentaje de participación en el capital y en los votos			
					30-06-2026			31-12-2025
					Directo	Indirecto	Total	Total
99.548.240-1	CGE Magallanes S.A.	Chile	Pdte. Riesco 5561 Piso 17, Las Condes; Santiago.	CL \$	99,89482 %	0,00000 %	99,89482 %	99,89482 %

3.5.2.- Entidades de consolidación indirecta.

Rut	Nombre sociedad	País	Domicilio sociedad	Moneda funcional	Subsidiaria de	Porcentaje de Participación de			
						30-06-2026		31-12-2025	
						Subsidiaria	CGE	Subsidiaria	CGE
88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	Croacia 444, Punta Arenas.	CL \$	CGE Magallanes S.A.	55,10821 %	55,16492 %	55,10821 %	55,16492 %

3.5.3.- Cambios en el perímetro de consolidación.

3.5.3.1.- Perímetro de consolidación directo.

No se han producido cambios en el perímetro de consolidación directo de las subsidiarias para el período terminado al 30 de junio de 2026 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025.

3.5.3.2.- Perímetro de consolidación indirecto.

No se han producido cambios en el perímetro de consolidación indirecto de las subsidiarias para el período terminado al 30 de junio de 2026 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025.

3.6.- Transacciones en moneda extranjera y unidades de reajuste.

3.6.1.- Moneda funcional y de presentación.

Las partidas incluidas en los estados financieros de cada una de las entidades de la Sociedad se valoran utilizando la moneda del entorno económico principal en que la entidad opera ("moneda funcional"). La moneda funcional de Compañía General de Electricidad S.A. es el Peso chileno, que constituye además la moneda de presentación de los estados financieros consolidados.

3.6.2.- Transacciones y saldos.

Las transacciones en moneda extranjera se convierten a la moneda funcional utilizando los tipos de cambio vigentes en las fechas de las transacciones. Las pérdidas y ganancias en moneda extranjera que resultan de la liquidación de estas transacciones y de la conversión a los tipos de cambio de cierre de los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera, se reconocen en el estado de resultados, excepto que corresponda su diferimiento en el patrimonio neto, a través de otros resultados integrales, como es el caso de las derivadas de estrategias de coberturas de flujos de efectivo y coberturas de inversiones netas.

Los cambios en el valor razonable de inversiones financieras en títulos de deuda denominados en moneda extranjera clasificados como disponibles para la venta son separados entre diferencias de cambio resultantes de modificaciones en el costo amortizado del título y otros cambios en el importe en libros del mismo. Las diferencias de cambio se reconocen en el resultado del período o ejercicio en el que ocurra y los otros cambios en el importe en libros se reconocen en el patrimonio neto, y son estos últimos reflejados de acuerdo con NIC 1 a través del estado de resultados integral, reciclando a resultados la porción devengada.

Las diferencias de cambio sobre inversiones financieras en instrumentos de patrimonio mantenidos a valor razonable con cambios en resultados se presentan como parte de la ganancia o pérdida por valor razonable en el resultado del período o ejercicio en el que ocurra. Las diferencias de cambio sobre dichos instrumentos clasificados como activos financieros disponibles para la venta se incluyen en el patrimonio neto en la reserva correspondiente, y son reflejadas de acuerdo con NIC 1 a través del estado de resultados integral.

3.6.3.- Bases de conversión.

Los activos y pasivos en moneda extranjera y aquellos pactados en unidades de fomento, se presentan a los siguientes tipos de cambios y valores de cierre respectivamente:

Fecha	CL \$ / US \$	CL \$ / EUR \$	CL \$ / UF	CL \$ / CNH \$
30-06-2026	922,21	1.053,47	40.820,31	135,81
31-12-2025	907,13	1.066,58	39.727,96	129,76
30-06-2025	933,42	1.099,05	39.267,07	130,40

CL \$	Pesos chileno	US \$	Dólar estadounidense
UF	Unidades de fomento	EUR \$	Euro
CNH \$	Yuan chino		

3.6.4.- Entidades de Compañía General de Electricidad S.A.

Los resultados y la situación financiera de todas las entidades de Compañía General de Electricidad S.A., que tienen una moneda funcional diferente de la moneda de presentación, se convierten a la moneda de presentación como sigue:

- Los activos y pasivos de cada estado de situación financiera presentado se convierten al tipo de cambio de cierre de cada período o ejercicio;
- Los ingresos y gastos de cada cuenta de resultados se convierten a los tipos de cambio promedio (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos existentes en las fechas de las transacciones, en cuyo caso los ingresos y gastos se convierten en la fecha de las transacciones); y
- Todas las diferencias de cambio resultantes se reconocen como un componente separado del patrimonio neto a través de Otros Resultados Integrales.

En la consolidación, las diferencias de cambio que surgen de la conversión de una inversión neta en entidades extranjeras (o nacionales con moneda funcional diferente de la matriz), y de préstamos y otros instrumentos en moneda extranjera designados como coberturas de esas inversiones, se llevan al patrimonio neto a través del estado de otros resultados integrales. Cuando se vende o dispone la inversión (todo o parte), esas diferencias de cambio se reconocen en el estado de resultados como parte de la pérdida o ganancia en la venta o disposición.

Los ajustes al menor valor o plusvalía comprada y al valor razonable de activos y pasivos que surgen en la adquisición de una entidad extranjera (o entidad con moneda funcional diferente de la matriz), se tratan como activos y pasivos de la entidad extranjera y se convierten al tipo de cambio de cierre del período o ejercicio, según corresponda.

3.7.- Información financiera por segmentos operativos.

La información por segmentos se presenta de manera consistente con los informes internos proporcionados a los responsables de tomar las decisiones operativas relevantes. Dichos ejecutivos son los responsables de asignar los recursos y evaluar el rendimiento de los segmentos operativos, el cual ha sido identificado como: eléctrico Chile, para el que se toman las decisiones estratégicas. Esta información se detalla en Nota 32.

3.8.- Propiedades, planta y equipo.

Las propiedades, planta y equipo de la Sociedad, tanto en su reconocimiento inicial como en su medición posterior son valorados a su costo menos la correspondiente depreciación y deterioro acumulado de existir.

Los costos posteriores (reemplazo de componentes, mejoras, ampliaciones, crecimientos, etc.) se incluyen en el valor del activo inicial o se reconocen como un activo separado, sólo cuando es probable que los beneficios económicos futuros asociados con los elementos de las propiedades, planta y equipo vayan a fluir a la Sociedad y el costo del elemento pueda determinarse de forma fiable. El valor del componente sustituido se da de baja contablemente. El resto de las reparaciones y mantenciones se cargan en el resultado del período o ejercicio en el que se incurren.

Las construcciones u obras en curso incluyen los siguientes conceptos devengados únicamente durante el período de construcción:

- Gastos financieros relativos a la financiación externa que sean directamente atribuibles a las construcciones, tanto si es de carácter específica como genérica. En relación con la financiación genérica, los gastos financieros activados se obtienen aplicando el costo promedio ponderado de financiación de largo plazo a la inversión promedio acumulada susceptible de activación no financiada específicamente.
- Gastos de personal relacionado en forma directa y otros de naturaleza operativa, atribuibles a la construcción.

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

La depreciación de las propiedades, planta y equipo se calcula usando el método lineal para asignar sus costos a sus valores residuales sobre sus vidas útiles técnicas estimadas con excepción de las unidades de generación, las cuales se deprecian en base a horas de uso.

El valor residual y la vida útil de los bienes del rubro Propiedades, planta y equipo, se revisan y ajustan si es necesario, en cada cierre de estado de situación financiera, de tal forma de tener una vida útil restante acorde con el valor de dichos bienes.

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 la aplicación de pruebas de deterioro.

Las pérdidas y ganancias por la venta de una propiedad, planta y equipo se calculan comparando los ingresos obtenidos con el valor en libros y se incluyen en el estado de resultados.

3.9.- Propiedades de inversión.

Se incluyen principalmente los terrenos y construcciones que se mantienen con el propósito de obtener ganancias en futuras ventas (fuera del curso ordinario de los negocios), plusvalías, o bien explotarlos bajo un régimen de arrendamientos, y no son ocupados por Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias. El criterio de valorización inicial de las propiedades de inversión es al costo y la medición posterior es a su valor razonable, por medio de retasaciones independientes que reflejan su valor de mercado.

Las pérdidas o ganancias derivadas de un cambio en el valor razonable de las propiedades de inversión se incluyen en el resultado del ejercicio en que se generan, y se presentan en el rubro otras ganancias (pérdidas) del estado de resultados por función.

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

Las ganancias o pérdidas que surgen en la venta o retiro de propiedades de inversión se reconocen en los resultados del ejercicio y se determina como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

Los ingresos por alquileres de propiedades de inversión se reconocen como otros ingresos durante el plazo del arrendamiento. Los incentivos de arrendamiento otorgados, en caso de existir, se reconocen como parte integral de los ingresos totales por arrendamiento, durante el plazo del arrendamiento.

3.10.- Menor valor o plusvalía comprada (Goodwill).

El menor valor representa el exceso del costo de adquisición sobre el valor razonable de la participación de Compañía General de Electricidad S.A. en los activos netos identificables de subsidiarias o filiales a la fecha de adquisición. El menor valor relacionado con adquisiciones de subsidiarias representa un intangible y se incluye bajo el rubro de plusvalía.

El menor valor relacionado con adquisiciones de asociadas o coligadas se incluye en inversiones en asociadas contabilizadas por el método de la participación, y se somete a pruebas por deterioro de valor junto con el saldo total de la inversión en una coligada. El menor valor reconocido por separado se somete a pruebas por deterioro de valor anualmente y se valora por su costo menos pérdidas acumuladas por deterioro. Las ganancias y pérdidas por la venta de una entidad incluyen el importe en libros del menor valor relacionado con la entidad vendida. La plusvalía comprada se asigna a unidades generadoras de efectivo para efectos de realizar las pruebas de deterioro. La distribución se efectúa entre aquellas unidades generadoras de efectivo o grupos de unidades generadoras de efectivo que se espera se beneficiarán de la combinación de negocios de la que surgió la plusvalía.

El mayor valor (Goodwill negativo) proveniente de una combinación de negocios, se abona directamente al estado consolidado de resultados.

3.11.- Activos intangibles distintos de la plusvalía.

3.11.1.- Marcas comerciales y licencias.

Las marcas y licencias se muestran a costo, tienen una vida útil definida y se registran a costo menos su amortización acumulada. La amortización se calcula utilizando el método de línea recta para asignar el costo de las marcas y licencias en el término de su vida útil estimada.

3.11.2.- Servidumbres.

Los derechos de servidumbre se presentan a costo o al valor asignado en una combinación de negocios. La explotación de dichos derechos en general no tiene una vida útil definida, por lo cual no estarán afectos a amortización. Sin embargo, la vida útil indefinida es objeto de revisión en cada ejercicio para el que se presente información, para determinar si la consideración de vida útil indefinida sigue siendo aplicable. Estos activos se someten a pruebas por deterioro de valor anualmente.

3.11.3.- Concesiones de servicios públicos.

Los derechos de explotación exclusiva de clientes regulados adquiridos a través de combinaciones de negocios han sido determinados en base al valor razonable atribuido a la concesión en caso de adquirirse como parte de una combinación de negocios.

Asimismo, las concesiones de distribución y transporte eléctrico en Chile, adquiridas todas ellas básicamente como parte de una combinación de negocios, no tienen límite legal ni de ningún otro tipo. En consecuencia, al tratarse de activos intangibles de vida indefinida, no se amortizan, si bien se analiza su posible deterioro con periodicidad anual.

3.11.4.- Programas informáticos.

Las licencias para programas informáticos adquiridas, se capitalizan sobre la base de los costos en que se ha incurrido para adquirirlas y prepararlas para usar el programa específico. Estos costos se amortizan durante sus vidas útiles estimadas.

Los gastos relacionados con el desarrollo o mantenimiento de programas informáticos se reconocen como gasto cuando se incurre en ellos. Los costos directamente relacionados con la producción de programas informáticos únicos e identificables controlados por Compañía General de Electricidad S.A., y que es probable que vayan a generar beneficios económicos superiores a los costos durante más de un año, se reconocen como activos intangibles. Los costos directos incluyen los gastos del personal que desarrolla los programas informáticos.

Después del reconocimiento inicial, los gastos de desarrollo se miden al costo menos la amortización acumulada y cualquier pérdida por deterioro acumulada.

Los programas informáticos reconocidos como activos, se amortizan linealmente durante sus vidas útiles estimadas.

Los métodos de amortización, las vidas útiles y los valores residuales se revisan en cada fecha de presentación y se ajustan si corresponde.

3.11.5.- Gastos de investigación y desarrollo.

Los gastos de investigación se reconocen como un gasto cuando se incurre en ellos. Los costos incurridos en proyectos de desarrollo se reconocen como activo intangible cuando se cumplen los siguientes requisitos:

- 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 gastos de desarrollo se reconocen como gasto cuando se incurre en ellos. Los costos de desarrollo previamente reconocidos como un gasto no se reconocen como un activo en un período o ejercicio posterior. Los costos de desarrollo con una vida útil finita que se capitalizan se amortizan desde su utilización de manera lineal durante el período en que se espera que generen beneficios.

3.12.- Costos por intereses.

Los costos por intereses incurridos para la construcción de cualquier activo apto se capitalizan durante el período de tiempo que es necesario para completar y preparar el activo para el uso que se pretende. Otros costos por intereses se registran en resultados (costos financieros). Se entiende por activo apto aquel que requiere de un período sustancial antes de estar listo para el uso a que está destinado o para la venta.

3.13.- Deterioro de activos no financieros.

Los activos que tienen una vida útil indefinida no están sujetos a amortización y se someten anualmente a pruebas de pérdidas por deterioro del valor. Los activos sujetos a depreciación o amortización se someten a pruebas de pérdidas por deterioro siempre que algún suceso o cambio en las circunstancias indique que el importe en libros puede no ser recuperable. Se reconoce una pérdida por deterioro por el exceso del importe en libros del activo sobre su importe recuperable.

El importe recuperable es el valor razonable de un activo menos los costos para la venta o el valor de uso, el mayor de los dos. A efectos de evaluar las pérdidas por deterioro del valor, los activos se agrupan al nivel más bajo para el que hay flujos de efectivo identificables por separado (unidades generadoras de efectivo). La plusvalía que surge de una combinación de negocios se asigna a la unidad generadora de efectivo que se espera se beneficien de las sinergias de la combinación.

Los activos no financieros, distintos de la plusvalía, que hubieran sufrido una pérdida por deterioro se someten a revisiones a cada fecha de cierre por si se hubieran producido reversiones de la pérdida.

Se reconoce una pérdida por deterioro si el valor en libros de un activo o unidad generadora de efectivo excede su monto recuperable.

Las pérdidas por deterioro se reconocen en resultados del ejercicio. Se asignan primero para reducir el valor en libros de cualquier plusvalía asignada a la unidad generadora de efectivo y luego para reducir los valores en libros de los otros activos en forma proporcional.

3.14.- Activos no corrientes mantenidos para la venta y grupos en disposición.

Los activos no corrientes (y grupos en disposición) son clasificados como disponibles para la venta cuando su valor de libros será recuperado principalmente a través de una transacción de venta y la venta es considerada altamente probable dentro de los siguientes 12 meses. Estos activos se registran al valor de libros o al valor razonable menos costos necesarios para efectuar su venta, el que fuera menor. Se reconoce una pérdida o ganancia por disposición de activos no corrientes mantenidos para la venta en el rubro Otras ganancias (pérdidas) en el período o ejercicio de su realización.

Las pérdidas por deterioro en la clasificación inicial como mantenido para la venta o grupo en disposición y las ganancias y pérdidas subsiguientes por la nueva medición se reconocen en resultados del período o ejercicio.

Una vez clasificados como mantenidos para la venta, los activos intangibles y las propiedades, planta y equipo no se amortizarán o depreciarán, y cualquier inversión contabilizada por el método de la participación no se le aplicará dicho método.

3.15.- Activos financieros.

La NIIF 9 reúne los tres aspectos de la contabilidad de los instrumentos financieros: clasificación y medición; deterioro y contabilidad de cobertura.

3.15.1.- Clasificación y medición.

Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias miden inicialmente un activo financiero a su valor razonable más, en el caso de un activo financiero que no se encuentra al valor razonable con cambios en resultados, los costos de transacción.

Los instrumentos financieros de deuda se miden posteriormente al valor razonable con cambios en resultados, el costo amortizado o el valor razonable a través de otro resultado integral. La clasificación se basa en dos criterios: el modelo de negocio del Grupo para administrar los activos; y si los flujos de efectivo contractuales de los instrumentos representan únicamente pagos de capital e intereses sobre el monto principal pendiente (criterio SPPI).

La clasificación y medición de los activos financieros de deuda de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias son los siguientes:

- Instrumentos de deuda a costo amortizado para activos financieros que se mantienen dentro de un modelo de negocio con el objetivo de mantener los activos financieros a fin de recolectar flujos de efectivo contractuales que cumplan con el criterio SPPI. Esta categoría incluye las cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar, y los préstamos incluidos en Otros activos financieros no corrientes.
- Instrumentos de deuda en otro resultado integral, con ganancias o pérdidas recicladas a resultados en el momento de su realización. Los activos financieros en esta categoría son los instrumentos de deuda cotizados del Grupo que cumplen con el criterio SPPI y se mantienen dentro de un modelo comercial tanto para cobrar los flujos de efectivo como para vender.

Otros activos financieros se clasifican y, posteriormente, se miden de la siguiente manera:

- Instrumentos de capital en otro resultado integral, sin reciclaje de ganancias o pérdidas a resultados en el momento de su realización. Esta categoría solo incluye los instrumentos de capital, que el Grupo tiene la intención de mantener en el futuro previsible y que Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias han elegido irrevocablemente para clasificarlos en el reconocimiento inicial o la transición. Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias clasificaron sus instrumentos de patrimonio no cotizados como instrumentos de patrimonio en otro resultado integral.
- Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados comprenden instrumentos derivados e instrumentos de capital cotizados que Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias no han elegido irrevocablemente, en el reconocimiento inicial o transición, para clasificar en otros resultados integrales. Esta categoría también incluye instrumentos de deuda cuyas características de flujo de caja no cumplan con el criterio SPPI o que no se encuentren dentro de un modelo de negocios cuyo objetivo sea recolectar flujos de efectivo contractuales o acumular flujos de efectivo contractuales y vender.

La NIIF 9 requiere que los pasivos con contraprestación contingente se traten como instrumentos financieros medidos a valor razonable, con los cambios en el valor razonable reconocidos en el estado de ganancias o pérdidas.

Conforme a la NIIF 9, los derivados implícitos ya no están separados de un activo financiero principal. En cambio, los activos financieros se clasifican según sus términos contractuales y el modelo de negocio del Grupo.

3.15.2.- Deterioro.

La NIIF 9 requiere que Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias registren las pérdidas crediticias esperadas de todos sus títulos de deuda, préstamos y deudores comerciales, ya sea sobre una base de 12 meses o de por vida.

Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias han establecido una matriz de provisiones que se basa en la experiencia histórica de pérdidas crediticias del Grupo, ajustada por factores prospectivos específicos para los deudores y el entorno económico.

Para otros activos financieros de deuda, la pérdida esperada se basa en la pérdida esperada de 12 meses. La pérdida crediticia esperada de 12 meses es la porción de pérdida esperada de por vida que resulta de eventos predeterminados en un instrumento financiero que son posibles dentro de los 12 meses posteriores a la fecha de presentación. Sin embargo, cuando ha habido un aumento significativo en el riesgo de crédito desde el origen, la asignación se basará en la pérdida esperada de por vida.

3.15.3.- Contabilidad de cobertura.

Los derivados se reconocen inicialmente al valor razonable en la fecha en que se ha efectuado el contrato de derivados y posteriormente se vuelven a valorar a su valor razonable. El método para reconocer la pérdida o ganancia resultante depende de si el derivado se ha designado como un instrumento de cobertura y, si es así, de la naturaleza de la partida que está cubriendo. Compañía General de Electricidad S.A., designa determinados derivados como:

- Coberturas del valor razonable de activos o pasivos reconocidos o compromisos a firme (cobertura del valor razonable);
- Coberturas de un riesgo concreto asociado a un activo o pasivo reconocido o a una transacción prevista altamente probable (cobertura de flujos de efectivo); o
- Coberturas de una inversión neta en una entidad del extranjero o cuya moneda funcional es diferente a la de la matriz (cobertura de inversión neta).

Compañía General de Electricidad S.A. documenta al inicio de la transacción la relación existente entre los instrumentos de cobertura y las partidas cubiertas, así como sus objetivos para la gestión del riesgo y la estrategia para manejar varias transacciones de cobertura. La Sociedad también documenta su evaluación, tanto al inicio como sobre una base continua, de si los derivados que se utilizan en las transacciones de cobertura son altamente efectivos para compensar los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivo de las partidas cubiertas.

Los derivados negociables se clasifican como un activo o pasivo corriente.

3.15.4.- Coberturas de valor razonable.

Los cambios en el valor razonable de los derivados que son designados y califican como coberturas de valor razonable se registran en el estado de resultados, junto con cualquier cambio en el valor razonable del activo o del pasivo cubierto atribuible al riesgo cubierto.

La ganancia o pérdida relacionada con la porción efectiva de permutas de interés (“swaps”) que cubren préstamos a tasas de interés fijas se reconoce en el estado de ganancias y pérdidas como “costos financieros”.

La ganancia o pérdida relacionada con la porción inefectiva se reconoce también en el estado de resultados. Los cambios en el valor razonable de los préstamos a tasa de interés fijas cubiertos atribuibles al riesgo de tasa de interés se reconocen en el estado de resultados como “costos financieros”.

Si la cobertura deja de cumplir con los criterios para ser reconocida a través del tratamiento contable de coberturas, el ajuste en el valor en libros de la partida cubierta, para la cual se utiliza el método de la tasa de interés efectiva, se amortiza en resultados en el período remanente hasta su vencimiento.

3.15.5.- Coberturas de flujos de efectivo.

La porción efectiva de los cambios en el valor razonable de los derivados que son designados y que califican como coberturas de flujos de efectivo se reconocen en el patrimonio a través del estado de otros resultados integrales. La ganancia o pérdida relativa a la porción inefectiva se reconoce inmediatamente en el estado de resultados.

Los montos acumulados en el patrimonio neto se reciclan al estado de resultados en los períodos o ejercicios en los que la partida cubierta afecta los resultados (por ejemplo, cuando la venta proyectada cubierta ocurre o el flujo cubierto se realiza). Sin embargo, cuando la transacción prevista cubierta da como resultado el reconocimiento de un activo no financiero (por ejemplo, existencias o activos fijos), las ganancias o pérdidas previamente reconocidas en el patrimonio se transfieren del patrimonio y se incluyen como parte del costo inicial del activo. Los montos diferidos son finalmente reconocidos en el costo de los productos vendidos, si se trata de existencias, o en la depreciación, si se trata de propiedades, planta y equipo.

Cuando un instrumento de cobertura expira o se vende, o cuando deja de cumplir con los criterios para ser reconocido a través del tratamiento contable de coberturas, cualquier ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio a esa fecha permanece en el patrimonio y se reconoce cuando la transacción proyectada afecte al estado de resultados. Cuando se espere que ya no se produzca una transacción proyectada la ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio se transfiere inmediatamente al estado de resultados.

3.15.6.- Cobertura de inversión neta en el exterior.

Las coberturas de inversiones netas de operaciones en el exterior (o de subsidiarias/asociadas con moneda funcional diferente de la matriz) se contabilizan de manera similar a las coberturas de flujos de efectivo. Cualquier ganancia o pérdida del instrumento de cobertura relacionada con la porción efectiva de la cobertura se reconoce en el patrimonio a través del estado de resultados integral. La ganancia o pérdida relacionada con la porción inefectiva de la cobertura se reconoce inmediatamente en resultados.

Las ganancias y pérdidas acumuladas en el patrimonio se transfieren al estado de resultados cuando la operación en el exterior se vende o se le da parcialmente de baja.

3.15.7.- Derivados a valor razonable a través de resultados.

Ciertos instrumentos financieros derivados no califican para ser reconocidos a través del tratamiento contable de coberturas y se registran a su valor razonable a través de resultados. Cualquier cambio en el valor razonable de estos derivados se reconoce inmediatamente en el estado de resultados.

3.16.- Inventarios.

Las existencias se valorizan a su costo o a su valor neto realizable, el menor de los dos. El costo se determina de acuerdo al método de precio medio ponderado (PMP).

Los costos de construcción de obras eléctricas para terceros incluyen los costos de diseño, los materiales eléctricos, la mano de obra directa propia y de terceros y otros costos directos e indirectos de existir, los cuales no incluyen costos por intereses.

El valor neto realizable es el precio estimado de venta de un activo en el curso normal de la operación menos los costos estimados para terminar su producción y los necesarios para llevar a cabo las ventas.

3.17.- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

Las cuentas comerciales a cobrar corrientes se reconocen a su valor nominal, ya que los plazos medios de vencimientos no superan los 20 días desde su facturación y los retrasos respecto de dicho plazo generan intereses explícitos. Las cuentas comerciales a cobrar no corrientes se reconocen a su costo amortizado.

3.18.- Efectivo y equivalentes al efectivo.

El efectivo y equivalentes al efectivo incluyen el efectivo en caja, los depósitos a plazo en entidades de crédito, otras inversiones a corto plazo de gran liquidez con un vencimiento original de tres meses o menos, con un riesgo poco significativo de cambio de valor. En el estado de situación financiera, los sobregiros, de existir, se clasifican como Otros Pasivos Financieros en el Pasivo Corriente.

3.19.- Capital social.

El capital social está representado por acciones ordinarias de una sola clase y un voto por acción.

Los costos incrementales directamente atribuibles a la emisión de nuevas acciones se presentan en el patrimonio neto como una deducción, neta de impuestos, de los ingresos obtenidos.

Si la Sociedad adquiere acciones de propia emisión, producto del ejercicio de derecho a retiro de accionistas, el importe de las acciones propias en cartera se deducirá del patrimonio. No se reconocerá ninguna pérdida o ganancia en el resultado del ejercicio derivada de la compra, venta, emisión o amortización de los instrumentos de patrimonio propios de la entidad.

3.20.- Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.

Las cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes y no corrientes se reconocen inicialmente a su valor razonable, posteriormente se valoran a costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

3.21.- Préstamos y otros pasivos financieros.

Los préstamos, obligaciones con el público y pasivos financieros de naturaleza similar se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costos en que se haya incurrido en la transacción. Posteriormente, se valorizan a su costo amortizado y cualquier diferencia entre los fondos obtenidos (netos de los costos necesarios para su obtención) y el valor de reembolso, se reconoce en el estado de resultados durante el plazo de la deuda de acuerdo con el método de la tasa de interés efectiva.

Las obligaciones financieras se clasifican como pasivos corrientes a menos que Compañía General de Electricidad S.A. tenga un derecho incondicional a diferir su liquidación durante al menos 12 meses después de la fecha de los estados de situación financiera.

3.22.- Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.

El gasto por impuesto a las ganancias del período o ejercicio comprende al impuesto a la renta corriente y al impuesto diferido. El impuesto se reconoce en el estado de resultados, excepto cuando se trata de partidas que se reconocen directamente en el patrimonio, en otros resultados integral o provienen de una combinación de negocios.

El impuesto a la renta corriente comprende el impuesto esperado por pagar o por cobrar sobre la ganancia o pérdida imponible del año y cualquier ajuste al impuesto por pagar o por cobrar con respecto a años anteriores. El monto del impuesto a la renta corriente por pagar o por cobrar es la mejor estimación del monto del impuesto que se espera pagar o recibir. El cargo por impuesto a la renta corriente se calcula sobre la base de las leyes tributarias vigentes a la fecha del estado de situación financiera y las tasas vigentes que establecen dichos cuerpos legales.

Los impuestos diferidos se calculan a partir de las diferencias que surgen entre las bases tributarias de los activos y pasivos, y sus importes en libros en los estados financieros. Sin embargo, si los impuestos diferidos surgen del reconocimiento inicial de un pasivo o un activo en una transacción distinta de una combinación de negocios que en el momento de la transacción no afecta ni al resultado contable ni a la ganancia o pérdida fiscal, no se contabiliza. El impuesto diferido se determina usando tasas impositivas (y leyes) aprobadas o a punto de aprobarse en la fecha de los estados de situación financiera y que se espera aplicar cuando el correspondiente activo por impuesto diferido se realice o el pasivo por impuesto diferido se liquide.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen por las pérdidas fiscales no utilizadas, los créditos fiscales no utilizados y las diferencias temporarias deducibles en la medida en que sea probable que se disponga de ganancias fiscales futuras contra las cuales puedan utilizarse. Las ganancias fiscales futuras se determinan con base en la reversión de las diferencias temporarias imponibles relevantes. Si el monto de las diferencias temporarias imponibles es insuficiente para reconocer un activo por impuestos diferidos en su totalidad, entonces se consideran las ganancias imponibles futuras, ajustadas por las reversiones de las diferencias temporarias existentes, con base en los planes de negocios de las subsidiarias individuales del Grupo. Los activos por impuestos diferidos se revisan en cada fecha de presentación y se reducen en la medida en que ya no es probable que se realice el beneficio fiscal relacionado; dichas reducciones se revierten cuando mejora la probabilidad de ganancias imponibles futuras.

El impuesto a la renta diferido se reconoce por las diferencias temporales que surgen de las inversiones en subsidiarias y en asociadas, excepto cuando la oportunidad en que se revertirán las diferencias temporales es controlada por la Sociedad y es probable que la diferencia temporal no se revertirá en un momento previsible en el futuro.

3.23.- Obligaciones por beneficios post empleo u otros similares.

3.23.1.- Vacaciones del personal.

Compañía General de Electricidad S.A. reconoce el gasto por vacaciones del personal mediante el método del devengo. Este beneficio corresponde a todo el personal y equivale a un importe fijo según los contratos particulares de cada trabajador. Este beneficio es registrado a su valor nominal y presentado bajo el rubro Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.

3.23.2.- Beneficios post jubilatorios.

Compañía General de Electricidad S.A. mantiene, beneficios post-jubilatorios acordados con el personal conforme a los contratos colectivos e individuales vigentes, para todo el personal contratado con anterioridad al año 1992. Este beneficio se reconoce en base al método de la unidad de crédito proyectada.

3.23.3.- Indemnizaciones por años de servicio (PIAS).

Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias constituyen pasivos por obligaciones por indemnizaciones por cese de servicios, en base a lo estipulado en los contratos colectivos e individuales del personal. Si este beneficio se encuentra pactado, la obligación se trata de acuerdo con NIC 19 (r), de la misma manera que los planes de beneficios definidos y es registrada mediante el método de la unidad de crédito proyectada. El resto de los beneficios por cese de servicios se tratan según el apartado siguiente.

Los planes de beneficios definidos establecen el monto de retribución que recibirá un empleado al momento estimado de goce del beneficio, el que usualmente, depende de uno o más factores, tales como, edad del empleado, rotación, años de servicio y compensación.

El pasivo reconocido en el estado de situación financiera es el valor presente de la obligación del beneficio definido. El valor presente de la obligación de beneficio definido se determina descontando los flujos de salida de efectivo estimados, usando rendimientos de mercado de bonos denominados en la misma moneda en la que los beneficios serán pagados y que tienen términos que se aproximan a los términos de la obligación por PIAS hasta su vencimiento.

Los costos de servicios pasados se reconocen inmediatamente en resultados. Las ganancias y pérdidas actuariales se reconocen inmediatamente en el balance, con un cargo o abono a otros resultados integrales en los períodos en los cuales ocurren. No son reciclados posteriormente.

3.23.4.- Otros beneficios por cese de la relación laboral.

Los beneficios por cese que no califican con lo descrito en el punto 3.23.3.- se pagan cuando la relación laboral se interrumpe antes de la fecha normal de retiro o cuando un empleado acepta voluntariamente el cese a cambio de estos beneficios. Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias reconocen los beneficios por cese cuando está demostrablemente comprometido, ya sea:

- i) A poner fin a la relación laboral de empleados de acuerdo a un plan formal detallado sin posibilidad de renuncia; o
- ii) De proporcionar beneficios por cese como resultado de una oferta hecha para incentivar el retiro voluntario. Los beneficios que vencen en más de 12 meses después de la fecha del estado de situación financiera, de existir, se descuentan a su valor presente.

3.23.5.- Premios de antigüedad.

La Sociedad y sus subsidiarias mantienen beneficios por premios de antigüedad a favor de sus trabajadores, pagaderos al cumplimiento de determinados años de servicio conforme a contratos colectivos e individuales de trabajo.

La Sociedad reconoce el correspondiente pasivo y gasto asociado sobre base devengada, determinando la obligación mediante cálculos actuariales que consideran el valor presente de los desembolsos futuros estimados por este concepto.

3.23.6.- Participación en las utilidades.

Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias reconocen un pasivo y un gasto por participación en las utilidades en base a contratos colectivos e individuales de sus trabajadores, sobre la base de una fórmula que toma en cuenta la utilidad atribuible a los accionistas de las Sociedades.

3.24.- Provisiones.

Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias reconocen una provisión cuando están obligados contractualmente o cuando existe una práctica del pasado que ha creado una obligación asumida.

Las provisiones para contratos onerosos, litigios y otras contingencias se reconocen cuando:

- Compañía General de Electricidad S.A. tiene una obligación presente, ya sea legal o constructiva, como resultado de sucesos pasados;
- Es probable que vaya a ser necesaria una salida de recursos para liquidar la obligación;
- El importe puede ser estimado de forma fiable.

Las provisiones se valoran por el valor actual de los desembolsos que se espera que sean necesarios para liquidar la obligación usando la mejor estimación de Compañía General de Electricidad S.A. La tasa de descuento utilizada para determinar el valor actual refleja las evaluaciones actuales del mercado, en la fecha de cierre de los estados financieros, del valor temporal del dinero, así como el riesgo específico relacionado con el pasivo en particular, de corresponder. El incremento en la provisión por el paso del tiempo se reconoce en el rubro gasto por intereses.

3.25.- Subvenciones estatales.

Las subvenciones estatales se reconocen por su valor razonable, cuando hay una seguridad razonable de que la subvención se cobrará, y Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias cumplirán con todas las condiciones establecidas.

Las subvenciones estatales relacionadas con costos se difieren como pasivo y se reconocen en el estado de resultados durante el período necesario para correlacionarlas con los costos que pretenden compensar. Las subvenciones estatales relacionadas con la adquisición de propiedades, planta y equipo se presentan netas del valor del activo correspondiente y se abonan en el estado de resultados sobre una base lineal durante las vidas esperadas de los activos.

Las subvenciones estatales relacionadas con bonificación a la mano de obra se abonan directamente a resultados.

3.26.- Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.

En el estado de situación financiera, los saldos se clasifican en función de sus vencimientos o plazos estimados de realización, como corrientes los con vencimiento igual o inferior a doce meses contados desde la fecha de corte de los estados financieros y como no corrientes, los mayores a ese período.

En el caso que existan obligaciones cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero cuyo refinanciamiento a largo plazo se encuentre asegurado, se reclasifican como no corrientes.

3.27.- Reconocimiento de ingresos.

Los ingresos ordinarios se reconocen por un monto que refleja la contraprestación recibida o a recibir que la entidad tiene derecho a cambio de transferir bienes o servicios a un cliente. La entidad ha analizado y tomado en consideración todos los hechos y circunstancias relevantes al aplicar cada paso del modelo establecido por NIIF 15 a los contratos con sus clientes (identificación del contrato, identificar obligaciones de desempeño, determinar el precio de la transacción, asignar el precio, reconocer el ingreso). También ha evaluado la existencia de costos incrementales de la obtención de un contrato y los costos directamente relacionados con el cumplimiento de un contrato.

Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias reconocen los ingresos cuando se han cumplido satisfactoriamente los pasos establecidos en la norma y es probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir a la entidad y se cumplen las condiciones específicas para cada una de las actividades de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias, tal y como se describe a continuación:

3.27.1.- Ventas de electricidad, servicios y recargos regulados.

Los contratos de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias con clientes para la venta de energía, servicios y recargos regulados incluyen una obligación de desempeño, por lo que el ingreso por ventas de electricidad se registra en base a la facturación efectiva del período de consumo, además de incluir una estimación de energía por facturar que ha sido suministrado hasta la fecha de cierre del período o ejercicio.

3.27.2.- Servicios de transmisión y transformación de energía eléctrica.

El ingreso por servicios de transmisión y transformación de energía eléctrica se registra en base a la facturación efectiva del período de consumo, además de incluir una estimación de los servicios que han sido suministrados hasta la fecha de cierre del período o ejercicio, dado que en dichos contratos existe una obligación de desempeño.

3.27.3.- Ventas de bienes.

Las ventas de bienes incluyen por lo general una obligación de desempeño, por lo que el ingreso por ventas de bienes se registra en base a la facturación efectiva.

3.27.4.- Ingresos por intereses.

Los ingresos por intereses se reconocen usando el método de la tasa de interés efectiva.

3.27.5.- Ingresos por dividendos de inversiones temporales.

Los ingresos por dividendos se reconocen cuando se establece el derecho de recibirlos o se percibe su pago.

3.27.6.- Ingresos por construcción de obras.

Los ingresos y costos del contrato de construcción se reconocen en resultados de acuerdo con el método del producto (grado de avance físico). Cuando el resultado de un contrato de construcción no puede estimarse de forma fiable, los ingresos del contrato se reconocen sólo hasta el límite de los costos del contrato incurridos que sea probable que se recuperarán. Cuando el resultado de un contrato de construcción puede estimarse de forma fiable y es probable que el contrato vaya a ser rentable, los ingresos del contrato se reconocen durante el período del contrato.

3.28.- Arrendamientos.

3.28.1.- Cuando una entidad de Compañía General de Electricidad S.A. es el arrendatario.

Compañía General de Electricidad S.A. arrienda determinadas propiedades, planta y equipo. Para los arrendamientos donde la Sociedad tiene sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad, la Sociedad reconoce los activos y pasivos derivados del contrato de arrendamiento con duración superior a 12 meses y de valor subyacente significativo en base a NIIF 16. Como arrendatario reconocerá los activos por derecho de uso y un pasivo por arrendamiento que representa la obligación de los pagos mínimos por este concepto.

Cada pago por arrendamiento se distribuye entre el pasivo y las cargas financieras para obtener una tasa de interés constante sobre el saldo pendiente de la deuda. Las correspondientes obligaciones por arrendamiento, netas de cargas financieras, se incluyen como pasivos por arrendamientos. El elemento de interés del costo financiero se carga en el estado de resultados durante el período de arrendamiento de forma que se obtenga una tasa periódica constante de interés sobre el saldo restante del pasivo para cada período o ejercicio. El activo adquirido en régimen de arrendamiento financiero se deprecia durante su vida útil o la duración del contrato, el menor de los dos.

3.28.2.- Cuando una entidad de Compañía General de Electricidad S.A. es el arrendador.

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

En el caso de arrendamientos financieros, en la fecha de comienzo, la compañía reconoce en el estado de situación financiera los activos mantenidos en arrendamiento financiero y los presenta en el rubro de cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas 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 descontadas 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 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.

El Grupo arrienda ciertos elementos de propiedad, planta y equipo a sus clientes, los cuales se clasifican como operativos, desde la perspectiva del arrendador. Un arrendamiento se clasifica como arrendamiento operativo si no transfiere sustancialmente todos los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad del activo. Los ingresos por arrendamiento comprenden montos de arrendamiento fijos y variables.

Los activos arrendados a terceros bajo contratos de arrendamiento operativo se incluyen dentro del rubro de propiedades, planta y equipos o en propiedades de inversión según corresponda.

Los ingresos derivados del arrendamiento operativo se reconocen de forma lineal durante el plazo del arrendamiento.

3.29.- Distribución de dividendos.

Los dividendos a pagar a los accionistas de Compañía General de Electricidad S.A. se reconocen como un pasivo en los estados financieros en el ejercicio en que son declarados y aprobados por los accionistas o cuando se configura la obligación correspondiente en función de las disposiciones legales vigentes o las políticas de distribución establecidas por la Junta de Accionistas.

3.30.- Costo de ventas.

Los costos de ventas incluyen el costo de adquisición de las materias primas e insumos necesarios para el desarrollo de los negocios de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, depreciaciones de instalaciones y mano de obra directa a servicios prestados. Estos costos incluyen principalmente los costos de adquisición netos de descuentos obtenidos, los gastos e impuestos no recuperables.

3.31.- Estado de flujos de efectivo.

El Estado de Flujos de Efectivo Consolidado ha sido elaborado utilizando el método directo, y en el mismo se utilizan las siguientes expresiones con el significado que a continuación se indica:

- Actividades de operación: Actividades que constituyen los ingresos ordinarios del grupo, así como otras actividades que no pueden ser calificadas como de inversión o financiación.
- Actividades de inversión: Actividades de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.

- Actividades de financiación: Actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio neto y de los pasivos que no forman parte de las actividades de operación.

Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias no han registrado transacciones que no representan movimientos de efectivo relacionadas con inversión o financiamiento al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025. A la fecha no existen restricciones sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.

4.- ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRÍTICOS DE LA ADMINISTRACIÓN.

Las estimaciones y criterios usados son continuamente evaluados y se basan en la experiencia histórica y otros factores, incluyendo la expectativa de ocurrencia de eventos futuros que se consideran razonables de acuerdo con las circunstancias.

Compañía General de Electricidad S.A. efectúa estimaciones y supuestos respecto del futuro. Las estimaciones contables resultantes por definición muy pocas veces serán iguales a los resultados reales. Las estimaciones y supuestos que tienen un riesgo significativo de causar un ajuste material a los saldos de los activos y pasivos en el próximo ejercicio se presentan a continuación:

4.1.- Estimación del deterioro de la plusvalía comprada y activos no corrientes de vida útil indefinida.

Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias evalúan anualmente si la plusvalía mercantil y activos no corrientes de vida útil indefinida han sufrido algún deterioro, de acuerdo con la política contable que se describe en la Nota 3.13. Los montos recuperables de las unidades generadoras de efectivo han sido determinados sobre la base de cálculos de sus valores en uso. Los resultados de las estimaciones efectuadas al 31 de diciembre de 2025 no arrojaron deterioro alguno sobre la plusvalía comprada y activos no corrientes de vida útil indefinida (ver Nota 18.1).

4.2.- Valor razonable de derivados y de otros instrumentos financieros.

El valor razonable de los instrumentos financieros que no son comercializados en un mercado activo (por ejemplo, acciones sin cotización o suficiente presencia bursátil, derivados extra-bursátiles, etc.) se determina usando técnicas de valuación. Compañía General de Electricidad S.A. aplica su juicio para seleccionar una variedad de métodos y aplica supuestos que principalmente se basan en las condiciones de mercado existentes a la fecha de cada estado de situación financiera. Compañía General de Electricidad S.A. utiliza flujos netos descontados o técnicas de valoración a base de múltiplos de Ebitda para ciertos activos financieros disponibles para la venta que no se comercializan en mercados activos.

En el caso de los instrumentos derivados de cobertura, el valor razonable se determina a partir de las valorizaciones mark-to-market proporcionadas por las respectivas contrapartes financieras. Estas valorizaciones se basan en modelos de flujos de caja descontados, mediante los cuales se proyectan los flujos contractuales futuros de cada instrumento y se descuentan utilizando información observable de mercado a la fecha de cierre de los estados financieros.

Los principales datos de entrada utilizados por las contrapartes financieras en la valoración corresponden a tipos de cambio spot y forward, curvas de tasas de interés y factores de descuento asociados a las monedas y plazos de los instrumentos, además de sus condiciones contractuales, tales como montos nominales, tasas, fechas de pago y vencimientos.

Sobre las valorizaciones mark-to-market proporcionadas por las contrapartes financieras, se calculan internamente ajustes por riesgo de crédito de la contraparte, denominados Credit Valuation Adjustment (CVA), y por riesgo de crédito propio, denominados Debit Valuation Adjustment (DVA). Estos ajustes se determinan considerando la exposición crediticia de cada instrumento y el perfil de riesgo de crédito de las respectivas partes.

En consecuencia, el valor razonable reconocido en los estados financieros corresponde a la valorización mark-to-market ajustada por CVA y DVA. Debido a que los datos de entrada significativos utilizados en la valorización son observables directa o indirectamente en el mercado, los instrumentos derivados se clasifican en el Nivel II de la jerarquía de valor razonable.

4.3.- Beneficios por Indemnizaciones por cese pactadas (PIAS) y premios por antigüedad.

El valor presente de las obligaciones por indemnizaciones por años de servicio pactadas y premios por antigüedad (“los beneficios”) depende de un número de factores que se determinan sobre bases actuariales usando un número de supuestos. Los supuestos usados al determinar el costo neto por los beneficios incluyen la tasa de descuento. Cualquier cambio en estos supuestos tendrá impacto en el valor en libros de la obligación por los beneficios.

Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias determinan la tasa de descuento al final de cada año que considera más apropiada de acuerdo a las condiciones de mercado a la fecha de valoración. Esta tasa de interés es la que utiliza Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias para determinar el valor presente de las futuras salidas de flujos de efectivo estimadas que se prevé se requerirá para cancelar las obligaciones por planes de beneficios. Al determinar la tasa de descuento, Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias consideran las tasas de interés de mercado de bonos que se denominan en la moneda en la que los beneficios se pagarán y que tienen plazos de vencimiento similares o que se aproximan a los plazos de las respectivas obligaciones por los beneficios.

Otros supuestos claves para establecer las obligaciones por planes de beneficios se basan en parte en las condiciones actuales del mercado. En la Nota 23.5 se presenta información adicional al respecto.

La referida metodología utiliza supuestos críticos vinculados con tasa de interés, factores de reajustes e indexación y estimaciones de permanencia futura, cuya variación pueden generar modificaciones significativas sobre los estados financieros consolidados de la Sociedad.

4.4.- Reconocimiento de ingresos y costos de energía - Efectos de Precios de Contratos de Suministro y de Precios de Transmisión.

Los precios de compra de energía y potencia establecidos en los diversos contratos de suministro suscritos con generadores como resultado de los procesos licitatorios son traspasados a las tarifas de los clientes regulados mediante las fijaciones de precios de nudo promedio.

En este contexto, el 20 de enero de 2026, fue publicado el Decreto de Precio de Nudo Promedio N° 24T-2025, del Ministerio de Energía, mediante el cual se fijan los precios de nudo promedio con vigencia a contar del 1 de enero de 2026.

Sin perjuicio de lo anterior, debe tenerse en cuenta que el 2 de noviembre de 2019 fue publicada en el Diario Oficial la Ley N° 21.185 que crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes regulados. Esta ley considera esencialmente:

- Entre el 1 de julio de 2019 y el 31 de diciembre de 2020, los precios que las distribuidoras traspasarán a sus clientes corresponderán a los de enero de 2019 (PEC, precio estabilizado a clientes).
- Entre el 1 de enero de 2021 y hasta el término del mecanismo de estabilización (diciembre de 2027), podrán traspasar los precios de nudo promedio (PNP), los que no podrán superar el PEC reajustado por IPC a partir de enero de 2021.
- A partir de esta ley y hasta el término del mecanismo, las distribuidoras pagarán los precios de nudo promedio con un factor de ajuste que asegure la coherencia con la recaudación esperada del PEC. En caso de que el cálculo de precios de nudo promedio sea mayor al PEC, los precios serán ajustados a la baja; en caso contrario, serán incrementados para cubrir saldos no recaudados.

- La Comisión Nacional de Energía calculará, para cada contrato, las diferencias de facturación que se produzcan entre el precio establecido y el precio que se hubiera aplicado de acuerdo a dicho contrato. Este saldo en dólares será incorporado en los decretos tarifarios semestrales. A partir de julio de 2023 o hasta acumular un saldo US\$ 1.350 millones, no se podrán incrementar los saldos no recaudados.
- Los saldos no recaudados no devengarán interés, salvo a partir del 1 de enero de 2026 (libor de 6 meses más un spread correspondiente al riesgo país a la fecha de aplicación).
- Se considerarán para el mecanismo sólo aquellos contratos que inicien suministro antes de 2021.
- La Comisión Nacional de Energía deberá establecer mediante resolución exenta las reglas necesarias para la implementación del mecanismo de estabilización.
- Se deroga el Decreto N° 7T-2019 (precios de nudo promedio de julio de 2019), extendiéndose la vigencia del Decreto N° 20T-2018 hasta la publicación del decreto que corresponda dictar con posterioridad a la entrada en vigencia de la ley.

Así, mediante Resolución Exenta N° 72-2020 del 5 de marzo de 2020, la Comisión Nacional de Energía estableció las disposiciones, procedimientos, plazos y condiciones para la implementación del señalado mecanismo transitorio de estabilización de precios de energía eléctrica establecido en la Ley N° 21.185, la cual fue rectificada por diversas resoluciones exentas, fijándose un nuevo texto refundido mediante Resolución Exenta N° 342-2021 del 9 de septiembre de 2021, modificada mediante Resoluciones Exentas N° 514-2021 del 30 de noviembre de 2021 y N° 283-2022 del 21 de abril de 2022.

Adicionalmente, en este mismo contexto, el 2 de agosto de 2022 fue publicada la Ley N° 21.472, mediante la cual se crea un fondo de estabilización tarifaria (FET), administrado por la Tesorería General de la República y solventado mediante un pago adicional unitario por kilowatt hora (kWh) en el cargo por servicio público y con aportes que deberá efectuar el Ministerio de Hacienda, determinado con criterios de solidaridad y proporcionalidad de acuerdo a tramos de consumo, y se establece un mecanismo transitorio de estabilización (MPC – Mecanismo de protección al cliente), complementario a aquel establecido en la Ley N° 21.185, que tiene por objetivo impedir el alza de las cuentas eléctricas durante el año 2022 y permitir únicamente alzas graduales hasta 2032.

Las normas que regulan la operación del FET se encuentran establecidas en el reglamento aprobado mediante Decreto N° 49-2023 del Ministerio de Hacienda, suscrito además por el Ministro de Energía, publicado en el Diario Oficial el 29 de julio de 2023, mientras que las reglas necesarias para la implementación del MPC, de manera coordinada y complementaria con el mecanismo de estabilización establecido en la Ley N° 21.185 y en concordancia con los principios dispuestos en el artículo 2 de la referida ley, se establecieron mediante Resolución Exenta N° 86, de la Comisión Nacional de Energía, publicada en el Diario Oficial el 14 de marzo de 2023, modificada por Resolución Exenta N° 334-2023, publicada el 9 de agosto de 2023.

En particular, en la citada resolución se establece lo siguiente:

- Los procedimientos y criterios para determinar los precios a nivel de generación traspasable a los clientes regulados necesarios para la aplicación de dicho mecanismo durante toda la vigencia de este y las reglas bajo las cuales los pagos de los precios de nudo de largo plazo deben ser efectuados por las empresas concesionarias de distribución a sus respectivos suministradores durante la vigencia del Mecanismo de Protección al Cliente;

- Las características de los Documentos de Pago emitidos por el Ministerio de Hacienda con el objeto de cubrir las diferencias que se produzcan entre la facturación de las empresas de distribución y el monto que corresponda pagar por el suministro eléctrico a las empresas de generación. La operación del Mecanismo de Protección al Cliente deberá resguardar el pago de la totalidad de los saldos originados bajo el mecanismo de estabilización de precios de la Ley N° 21.185, a más tardar, el 31 de diciembre de 2027;
- Que el Mecanismo de Protección al Cliente (MPC) regirá a partir del 2 de agosto del año 2022, fecha en que se publicó y entró en vigencia la Ley N° 21.472 hasta la fecha en que se pague todo el saldo final restante originado por la aplicación del mismo, lo que deberá efectuarse, a más tardar, el 31 de diciembre de 2032;
- Las condiciones de aplicación del Cargo MPC, cuyo objetivo es recaudar recursos para el Fondo de Estabilización de Tarifas que permitan pagar el saldo final restante antes del término de la vigencia del Mecanismo de Protección al Cliente.

Finalmente, en relación con los precios de compra de energía y potencia, el 30 de abril de 2024 se publicó en el Diario Oficial la Ley N° 21.667, mediante la cual se modifica diversos cuerpos legales en materia de estabilización tarifaria. Las principales materias establecidas en la ley corresponden a:

- El Fondo de Estabilización de Tarifas tiene por objeto estabilizar las tarifas de los clientes regulados y pagar los saldos originados por las Leyes N° 21.185 y N° 21.472; será administrado por la Tesorería General de la República (TGR); su vigencia y los cargos que lo financian no excederán del 31 de diciembre de 2035.
- En relación con el Mecanismo de protección al cliente (MPC):
 - a) Se aumenta monto de US\$ 1.800 millones a US\$ 5.500 millones.
 - b) Para el año 2023 se deberán aplicar los valores del Decreto N° 16T-2022 (precio de nudo promedio del segundo semestre de 2022).
 - c) Se definen 2 tramos de consumo (antes eran 3): clientes con consumo menor o igual a 350 kWh y clientes con consumo mayor a 350 kWh.
 - d) El cargo MPC de la Ley N° 21.472 se fijará en 22 \$/kWh (reajustable por IPC) para los años 2024 a 2027 y en 9 \$/kWh (reajustable por IPC) para los años 2028 a 2035.
- Pagos de saldos Leyes N° 21.185 y N° 21.472:
 - a) Desde la entrada en vigencia de la ley y al 31 de diciembre de 2027 se pagarán los saldos de la Ley N° 21.185 y documentos de pago emitidos por la Tesorería General de la República hasta alcanzar un monto de US\$ 1.800 millones.
 - b) Desde el 1 de enero de 2028 se restituirán los saldos adeudados de la Ley N° 21.472 y documentos de pago que se originen con aplicación de la ley, debiéndose extinguir la deuda, a más tardar, el 31 de diciembre de 2035.
- Descongelamiento progresivo del Valor Agregado de Distribución (VAD), según las siguientes reglas:
 - a) Para las Cooperativas: Se descongela VAD a contar de la publicación del decreto de precio de nudo promedio (decreto PNP) del primer semestre de 2024.

- b) Para las demás concesionarias de distribución: Se descongela VAD a contar de la publicación del decreto PNP segundo semestre de 2024, con límite de aumento de 10% respecto a la tarifa congeladas. A contar de la publicación del decreto PNP del primer semestre de 2025 se aumenta el límite a 20%, y a contar de la publicación del decreto PNP del segundo semestre 2025 no habrá límite.
 - c) Una vez que se publique el decreto VAD 2020-2024, se deberán aplicar los nuevos niveles tarifarios que en él se establezcan y se deberán aplicar las correspondientes reliquidaciones.
- Subsidio transitorio:
- a) Se establece un subsidio transitorio de hasta US\$ 120 millones anuales, para los años 2024, 2025 y 2026, dirigido a familias de menores recursos, con el fin de paliar los aumentos en el ejercicio en que los precios de energía experimentarán las mayores alzas.
- Disposiciones transitorias:
- a) Los informes técnicos de precios de nudo promedio del primer semestre de 2024, del segundo semestre de 2024 y del primer semestre de 2025, deberán contener un cálculo de las diferencias de facturación no pagadas contabilizadas en los ejercicios comprendidos hasta el 31 de octubre de 2023, entre el 1 de noviembre de 2023 y el 29 de febrero de 2024, y entre el 1 de marzo de 2024 y el 30 de junio de 2024, respectivamente. Una vez publicados en el Diario Oficial los respectivos decretos tarifarios de precios de nudo promedio, los suministradores podrán emitir al Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional un documento de cobro por las referidas diferencias de facturación.
 - b) Se faculta al Ministerio de Energía para publicar los precios de nudo promedio, correspondientes al primer y segundo semestre del 2024, sin contar con la toma de razón por parte de la Contraloría General de la República.
 - c) De manera similar, se faculta al Ministerio de Energía para publicar el decreto de fijación del Valor Agregado de Distribución del cuatrienio 2020-2024, sin contar con la toma de razón por parte de la Contraloría General de la República. Sin perjuicio de ello, las reliquidaciones que le corresponde instruir a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), solo podrán ser realizadas una vez que se concluya la total tramitación del decreto por parte de Contraloría.
 - d) Dentro de los treinta días corridos contados a partir de la publicación de la ley se constituirá una mesa técnica asesora, por cuatro meses, que tendrá por objeto evaluar otras fuentes de financiamiento, a efectos de aumentar el monto anual de subsidio transitorio, así como otras políticas destinadas a disminuir el alza de la tarifa eléctrica para los clientes regulados. La mesa técnica asesora deberá remitir al Ministerio de Energía y a las Comisiones de Minería y Energía de ambas Cámaras del Congreso Nacional un informe con las recomendaciones y conclusiones asociadas a los objetivos propuestos.

Por otro lado, en relación con la remuneración de las instalaciones de transmisión, el 16 de febrero de 2023 fue publicado el Decreto N° 7T-2022, mediante el cual se fija el valor anual de transmisión para las instalaciones de transmisión nacional, zonal y dedicado utilizadas por usuarios sujetos a regulación de precios para el cuatrienio 2020-2023, cuyos valores tienen vigencia desde el 1 de enero de 2020.

Los cargos de transmisión aplicables a los clientes finales, considerando el decreto señalado precedentemente, junto con los valores adjudicados como resultados de los procesos de licitación de instalaciones de transmisión efectuados, son fijados semestralmente por la Comisión Nacional de Energía.

Particularmente, en los informes que determinan los cargos de transmisión con vigencia a contar del 1 de enero de 2020 y siguientes, la Comisión Nacional de Energía ha incorporado un mecanismo de ajuste de los cargos de transmisión que permite evitar excesivas variaciones de estos y, por tanto, reducir en la medida de lo posible la afectación a los clientes finales sujetos a fijación de precios.

Al respecto, el 17 de junio de 2026, se publicó la Resolución Exenta N° 312-2026 de la Comisión Nacional de Energía (CNE), que aprueba el Informe Técnico Definitivo para la fijación de los cargos de transmisión del segundo semestre de 2026, que entraron en vigor a partir del 1 de julio de 2026, según los valores contenidos en el Decreto N° 7T-2022 que determina el valor Anual de Transmisión por Tramo del cuatrienio 2020-2023.

Finalmente, la Ley N° 21.194, publicada el 21 de diciembre de 2019, estableció un mecanismo transitorio para que los niveles de precios asociados al Valor Agregado de Distribución que estén siendo aplicados a la fecha de su publicación, permanezcan constantes hasta el término de su vigencia, debiendo las diferencias ser incorporadas a las tarifas resultantes de los siguientes procesos de tarificación de los suministros a clientes regulados.

Al respecto, de acuerdo con lo establecido en la Ley N° 21.667, a contar del 7 de junio de 2024, fecha de publicación del Decreto N° 5T-2024 del Ministerio de Energía, que fija las fórmulas tarifarias aplicables a clientes finales sujetos a fijación de precios regulados, Compañía General de Electricidad S.A. ha aplicado los niveles tarifarios contenidos en este. Posteriormente, el 9 de abril de 2025 la Contraloría General de la República dio curso al Decreto N° 5T-2024, el que, en atención a las enmiendas incorporadas por ese organismo, fue publicado nuevamente el 21 de abril de 2025 en el Diario Oficial, lo que dará lugar a las reliquidaciones que correspondan, previas instrucciones de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Con todo, las diferencias originadas por la aplicación de los referidos decretos de precios de nudo promedio, de las resoluciones que fijen los cargos de transmisión y de los decretos que fijen los cargos de distribución, ya sea debido a que se publiquen en fechas posteriores a las del inicio de sus vigencias o a la implementación de los mecanismos de estabilización descritos precedentemente, deberán ser traspasadas a los clientes regulados, lo que hace necesario reflejar en los balances y estados de resultados los efectos que tendrá en las cuentas de los clientes finales.

Con fecha del 31 de julio de 2026, se publicó la Ley N° 21.833 o Ley de Protección Tarifaria Eléctrica, que busca mitigar las alzas tarifarias, otorgar mayor certeza regulatoria y fortalecer la calidad y seguridad del suministro eléctrico. Las materias principales que introduce esta nueva ley son:

- i) Mitigar las alzas tarifarias, otorgar mayor certeza regulatoria y fortalecer la calidad y seguridad del suministro eléctrico. Entre sus principales medidas, extiende el subsidio eléctrico para clientes residenciales vulnerables durante el año 2027 mediante recursos adicionales del Fondo de Estabilización de Tarifas, incorpora mecanismos para reducir el impacto de futuras alzas tarifarias y faculta a CNE para renegociar contratos de suministro regulado con el objeto de disminuir los precios de la energía para los consumidores. Asimismo, establece un mecanismo para extinguir progresivamente las deudas asociadas a reliquidaciones tarifarias en distribución y sistemas medianos, financiado mediante el Fondo de Estabilización de Tarifas y un cargo transitorio específico.
- ii) En materia de distribución, la ley crea un régimen de planes de inversión complementario al esquema de inversiones vigente, destinado a financiar obras orientadas a mejorar la calidad, continuidad y resiliencia de las redes eléctricas frente a contingencias operativas y eventos climáticos. Dicha ejecución será supervisada y aprobada por la autoridad sectorial.

- iii) Asimismo, fortalece la protección de las personas electrodependientes mediante la incorporación de un mecanismo de registro que involucra a los servicios de salud, prestadores de salud privados e instituciones de salud previsional, quienes deberán informar estos casos a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles para su incorporación al registro correspondiente. Adicionalmente, se otorga prioridad en la asignación del subsidio eléctrico, asegurando una cobertura suficiente para el consumo asociado al funcionamiento de los equipos necesarios para el tratamiento de su patología.
- iv) Finalmente, la ley establece que las compensaciones pagadas por las empresas distribuidoras no podrán ser reconocidas ni traspasadas al Valor Agregado de Distribución (VAD), disposición que comenzará a regir en el proceso tarifario correspondiente al período 2030-2034. Asimismo, el proceso tarifario de distribución correspondiente al período 2024-2028 se extiende excepcionalmente hasta el año 2030.

5.- POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.

Los factores de riesgo a los que están sujetas Compañía General de Electricidad S.A. y sus subsidiarias son de carácter general y se enumeran a continuación:

5.1.- Riesgo financiero.

A pesar de que los negocios en que participa Compañía General de Electricidad S.A. son fundamentalmente en pesos, se ha determinado como política mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los flujos de sus deudas financieras, con el objetivo de minimizar una eventual exposición al riesgo de variación del tipo de cambio y la unidad de reajuste.

En atención a lo anterior, a nivel corporativo se definen, coordinan y controlan las estructuras financieras de las empresas que conforman Compañía General de Electricidad S.A., en orden a prevenir y mitigar las consecuencias financieras negativas ante la posibilidad de ocurrencia de los principales riesgos financieros identificados.

5.1.1.- Riesgo de tipo de cambio y unidades de reajuste.

Debido a que los negocios en que participan las empresas de Compañía General de Electricidad S.A. son fundamentalmente en pesos, se ha determinado como política minimizar la exposición al riesgo de variaciones en el tipo de cambio y unidades de reajuste entre sus flujos operacionales y de sus obligaciones financieras.

Tipo de deuda	30-06-2026		31-12-2025	
	M\$	%	M\$	%
Deuda en CL\$.	391.755.460	28,53 %	277.224.333	22,77 %
Deuda en unidades de fomento.	661.993.951	48,20 %	668.962.806	54,94 %
Deuda en moneda extranjera.	22.329.894	1,63 %	22.129.061	1,81 %
Deuda en moneda extranjera - con cobertura.	297.254.126	21,64 %	249.313.628	20,48 %
Total deuda financiera	1.373.333.431	100,00 %	1.217.629.828	100,00 %

Con el objetivo de cubrir los riesgos asociados a la variación de moneda extranjera, existen derivados de cobertura US \$/CL \$ y CNH \$/CL \$ para la deuda financiera. Tras la aplicación de estas coberturas, el porcentaje total de la deuda financiera en CL \$ al 30 de junio de 2026 alcanza el 50,17% y de 43,25% al 31 de diciembre de 2025.

En el período terminado al 30 de junio de 2026, Compañía General de Electricidad S.A. y sus subsidiarias mantienen un 48,20% de su deuda financiera denominada en UF que no está cubierta con ningún instrumento de cobertura (Al 31 de diciembre de 2025 es de 54,94%). Para dimensionar el efecto de la variación de la UF en el resultado financiero, se realizó una sensibilización de esta unidad de reajuste, determinando que ante un alza de un 1% en el valor de la UF al 30 de junio de 2026, el resultado financiero habría disminuido en M\$ 6.619.940 y un aumento por la misma cifra hubiera sucedido ante una disminución de 1% en la UF. Comparativamente, al 31 de diciembre de 2025, un alza de un 1% en el valor de la UF habría generado una disminución en el resultado financiero de M\$ 6.689.628 y un aumento por la misma cifra hubiera sucedido ante una disminución de 1% en la UF, reflejando la diferencia en el impacto entre ambos ejercicios.

Al 30 de junio de 2026, Compañía General de Electricidad S.A. cuenta con deuda financiera en moneda extranjera que no posee algún instrumento de cobertura asociado por MUS\$ 24.213, en consecuencia, la deuda se encuentra afecta al riesgo de variación de tipo de cambio. Al 31 de diciembre de 2025 la Sociedad tenía una deuda denominada en moneda extranjera sin cobertura por el equivalente a MUS\$ 24.395.

Debido a esta razón, se efectúa un análisis de sensibilidad sobre aquella parte de la deuda expresada en moneda extranjera que no posee algún instrumento de cobertura asociado, con el objeto de determinar el impacto en los resultados de Compañía General de Electricidad S.A. ante la variación en el tipo de cambio.

Al 30 de junio de 2026 el valor del dólar estadounidense se ubicó en \$ 922,21, es decir, un 1,66% mayor al valor de cierre al 31 de diciembre de 2025, fecha en que alcanzó un valor de \$ 907,13.

Sensibilización tipo de cambio de cierre	Variación %	t/c	Deuda en moneda extranjera		Efecto t/c
	t/c	cierre	MUS\$	M\$	M\$
Saldos al 30 de junio de 2026		922,21	24.213	22.329.894	
	(1 %)	912,99	24.213	22.106.595	(223.299)
	1 %	931,43	24.213	22.553.193	223.299

Sensibilización tipo de cambio de cierre	Variación %	t/c	Deuda en moneda extranjera		Efecto t/c
	t/c	cierre	MUS\$	M\$	M\$
Saldos al 31 de diciembre de 2025		907,13	24.395	22.129.061	
	(1 %)	898,06	24.395	21.907.770	(221.291)
	1 %	916,20	24.395	22.350.352	221.291

Se estima que el impacto de un alza de un 1% en la tasa de cambio del peso chileno con respecto al dólar estadounidense habría generado un impacto negativo al cierre del período terminado al 30 de junio de 2026 de M\$ 223.299, y de M\$ 221.291 al cierre del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025 en el resultado financiero de Compañía General de Electricidad S.A. Asimismo, se estima un impacto positivo de la misma magnitud ante una disminución del tipo de cambio. Cabe mencionar que este impacto compensará parcialmente el efecto de la variación de la cuenta por cobrar en moneda extranjera producto del mecanismo transitorio de estabilización de precios de generación de energía eléctrica en la subsidiaria Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.

5.1.2.- Riesgo de tasa de interés.

El riesgo de tasa de interés corresponde al riesgo de que el valor razonable o los flujos de efectivo futuros de los instrumentos financieros fluctúen como consecuencia de variaciones en las tasas de interés de mercado. La exposición de la Compañía a este riesgo se relaciona principalmente con sus obligaciones financieras contratadas a tasas de interés variables.

Las variaciones en las tasas de interés afectan el valor razonable de los activos y pasivos financieros que devengan intereses a tasa fija, así como los flujos de efectivo futuros y el gasto financiero asociado a los instrumentos referenciados a tasas variables.

El objetivo de la gestión del riesgo de tasa de interés es mantener una estructura equilibrada entre obligaciones a tasa fija y variable, procurando minimizar el costo financiero y limitar la volatilidad del gasto financiero y de los resultados de la Compañía.

La gestión de este riesgo se realiza a nivel corporativo mediante el monitoreo periódico de la composición de la deuda financiera, las tasas de referencia aplicables, los vencimientos, las condiciones de mercado y el impacto proyectado de variaciones en las tasas de interés sobre los resultados y flujos de efectivo de la Compañía.

En función de las condiciones de mercado, las necesidades de financiamiento y los objetivos definidos para la estructura de deuda, la Compañía evalúa la contratación o refinanciamiento de obligaciones a tasa fija o variable, así como la contratación de instrumentos derivados destinados a mitigar la exposición a variaciones en las tasas de interés, procurando mantener una estructura de deuda que permita limitar la volatilidad del gasto financiero.

Al cierre del período, la Compañía mantiene instrumentos derivados contratados para cubrir el riesgo de tasa de interés.

Al 30 de junio de 2026, considerando el efecto de los derivados asociados a financiamientos a tasa variable que convierten su exposición a tasa fija, la deuda financiera de la compañía y de sus subsidiarias se estructura en un 24,07% (capital vigente adeudado) a tasa variable y un 21,81% al cierre del mismo período del año anterior. Se estima que un incremento de 100 puntos base en las tasas de interés variables en base anual hubiese significado al cierre del período del 30 de junio de 2026 un mayor gasto financiero de M\$ 1.629.423, y hubiese representado un mayor gasto financiero de M\$ 1.300.760 al cierre del mismo período del año anterior.

5.1.3.- Riesgo de liquidez y estructura de pasivos financieros.

El riesgo de liquidez está relacionado con las necesidades de fondos para hacer frente a las obligaciones de pago con instituciones bancarias y obligaciones con el público (ver nota 20), proveedores (ver nota 21), arrendamientos (ver nota 25) y empresas relacionadas (ver nota 9).

Las empresas que pertenecen a Compañía General de Electricidad S.A. mantienen una adecuada gestión de los activos y pasivos, optimizando los excedentes de caja diarios y de esa manera asegurar el cumplimiento de los compromisos de deudas en el momento de su vencimiento. En efecto, al 30 de junio de 2026 un 55,83% de la deuda financiera y un 59,47% considerando la deuda con empresas relacionadas (capital vigente adeudado) se encuentra estructurada a largo plazo (Al 31 de diciembre de 2025 fue de 66,97% y 73,87%, respectivamente). Además, la generación de flujos de la sociedad y sus subsidiarias es suficiente para afrontar las obligaciones por los servicios asociados a la operación comercial.

Continuamente se efectúan proyecciones de flujos de caja, análisis de la situación financiera, del entorno económico y análisis del mercado de deuda con el objeto de, en caso de requerirlo, contratar nuevos financiamientos o reestructurar créditos existentes a plazos que sean coherentes con la capacidad de generación de flujos de los diversos negocios en que participa Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias. Sin perjuicio de lo anterior, se cuenta con líneas bancarias de corto plazo aprobadas, que permiten reducir ostensiblemente el riesgo de liquidez a nivel de matriz o de cualquiera de sus subsidiarias, además de contar con un “Cash Support Agreement” firmado entre Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias y su relacionada State Grid International Development (SGID).

En los siguientes cuadros se puede apreciar el perfil de vencimientos de capital e intereses de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias, los cuales, como se indicó, se encuentran distribuidos mayoritariamente en el largo plazo.

Capital e intereses con proyección futura de flujo de caja 30-06-2026	Hasta 3 meses M\$	Más de 3 meses y hasta 1 año M\$	Más de 1 año y hasta 3 años M\$	Más de 3 años y hasta 6 años M\$	Más de 6 años y hasta 10 años M\$	Más de 10 años M\$	Total M\$
Bancos.	144.187.432	423.726.713	155.728.603				723.642.748
Bonos.	33.049.748	40.562.840	160.816.828	268.489.376	183.584.248	104.388.271	790.891.311
Empresas Relacionadas.	2.943.138	85.636.753	244.607.406				333.187.297
Total	180.180.318	549.926.306	561.152.837	268.489.376	183.584.248	104.388.271	1.847.721.356
Porcentualidad	9,75 %	29,76 %	30,37 %	14,53 %	9,94 %	5,65 %	100,00 %

Capital e intereses con proyección futura de flujo de caja 31-12-2025	Hasta 3 meses M\$	Más de 3 meses y hasta 1 año M\$	Más de 1 año y hasta 3 años M\$	Más de 3 años y hasta 6 años M\$	Más de 6 años y hasta 10 años M\$	Más de 10 años M\$	Total M\$
Bancos.	129.025.110	231.610.040	182.662.114				543.297.264
Bonos.	32.718.363	40.030.361	138.861.409	283.299.566	199.914.744	111.553.521	806.377.964
Empresas Relacionadas.	2.895.139	8.846.258	330.046.998				341.788.395
Total	164.638.612	280.486.659	651.570.521	283.299.566	199.914.744	111.553.521	1.691.463.623
Porcentualidad	9,73 %	16,58 %	38,52 %	16,75 %	11,82 %	6,60 %	100,00 %

5.1.4.- Riesgo de crédito deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

En el sector de distribución de electricidad, principal negocio de Compañía General de Electricidad S.A., el riesgo de crédito ha sido históricamente bajo, debido a la importancia del suministro eléctrico en el diario vivir y la facultad de suspensión de este, establecida en la Ley General de Servicios Eléctricos, después una cantidad acotada de días contada desde el vencimiento de una cuenta impaga. Adicionalmente, contribuye a lo anterior la radicación de la deuda en la propiedad del usuario del servicio eléctrico, contemplada en la normativa, siendo necesario el pago de ella para la reposición del suministro. Otro factor que permite reducir el riesgo de crédito es la elevada atomización de la cartera de clientes, cuyos montos adeudados individualmente no son significativos con relación al total de ingresos operacionales.

La rotación de cuentas por cobrar de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias al 30 de junio de 2026 es de 7,1 meses de ventas y de 7,2 meses de venta al 31 de diciembre de 2025. El monto de Deudas Comerciales Vencidas y Deterioradas al 30 de junio de 2026 representa un 7,06% del total de Ingresos Operacionales anuales y un 6,53% al 31 de diciembre de 2025.

Conceptos	30-06-2026 M\$	31-12-2025 M\$
Ingresos operacionales (últimos 12 meses).	2.321.192.411	2.354.474.994
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar bruto.	1.644.950.159	1.676.581.981
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas.	194.880.543	183.003.164
Rotación cuentas por cobrar (meses).	7,1	7,2
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales.	7,06 %	6,53 %

Es importante señalar que la rotación de cuentas por cobrar se ha visto impactada por los retrasos en la entrada en vigencia de los decretos semestrales que establecen los precios de nudo promedio, así como por el retraso en la publicación de las tarifas definitivas del Valor Agregado de Distribución. A esto se suma el mecanismo transitorio de estabilización de precios de generación de energía eléctrica para clientes regulados. Esta situación ha generado montos significativos en las cuentas por cobrar, que fueron parcialmente compensados por incrementos en las cuentas por pagar.

5.1.5.- Análisis de la deuda financiera que no está a valor de mercado.

El análisis de deuda financiera a valor de mercado consiste en obtener el valor presente de los flujos de caja futuros de cada deuda financiera vigente, utilizando tasas representativas de las condiciones de mercado, de acuerdo con el riesgo de la empresa y el plazo remanente de la deuda.

Los principales pasivos financieros de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias incluyen créditos bancarios y obligaciones con el público. El propósito de estos pasivos es asegurar financiamiento al desarrollo de las operaciones habituales de la empresa.

A continuación, se presenta un resumen de los pasivos financieros de Compañía General de Electricidad S.A. y sus subsidiarias al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025, el cual compara su valor libro en relación a su valor justo:

Deuda al 30 de junio de 2026	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor justo M\$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos. (*)	711.339.480	709.778.771	(0,22 %)
Bonos.	661.993.951	663.515.643	0,23 %
Total pasivo financiero	1.373.333.431	1.373.294.414	0,00 %

Deuda al 31 de diciembre de 2025	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor justo M\$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos. (*)	548.667.022	538.709.588	(1,81 %)
Bonos.	668.962.806	678.226.153	1,38 %
Total pasivo financiero	1.217.629.828	1.216.935.741	(0,06 %)

* Incluye pasivos de cobertura Bancos en US \$, en CNH \$ y en EUR \$.

5.1.6.- Riesgos regulatorios.

Eventuales cambios regulatorios pueden generar efectos de diversa índole en los resultados de la compañía. Actualmente, las materias que están en desarrollo y que se están monitoreando constantemente son las siguientes:

- Implementación de la Ley N° 21.194, conocida como Ley Corta de Distribución, publicada el 21 de diciembre de 2019, particularmente en lo relacionado con la extensión a las empresas de los Sistemas Medianos del mecanismo de estabilización de precios de generación definido en la Ley N°21.185 y con la aplicación del mecanismo de estabilización de los niveles de precios asociados al valor agregado por concepto de costos de distribución.
- El 7 de junio de 2024, fue publicado el Decreto N° 5T-2024 del Ministerio de Energía, que fija las fórmulas tarifarias aplicables a clientes finales sujetos a fijación de precios regulados. Con fecha 9 de abril de 2025, dicho decreto obtuvo la toma de razón de la Contraloría General de la República, hito a partir del cual quedaron habilitadas las reliquidaciones tarifarias correspondientes de acuerdo con lo establecido en la Ley N°21.667. Finalmente, el 21 de abril de 2025, este decreto fue publicado en el Diario Oficial.
- Con fecha 9 de febrero de 2026, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles mediante Resolución Exenta N° 37.613-2026, comunicó plazo, forma y condiciones en que las empresas deberán abonar o cargar el valor de las diferencias tarifarias producidas por la entrada en vigencia del decreto tarifario 2020-2024 (Decreto N° 5T-2024), de acuerdo a lo indicado en el artículo 192° de la Ley General de Servicios Eléctricos. Según lo instruido por la SEC, el proceso de reliquidación se realizará bajo las siguientes condiciones:
 - Saldos a cobrar a clientes (cargos): deberán dividirse en 48 cuotas mensuales, pudiendo ampliarse hasta 60 cuotas cuando la cuota mensual supere el 20% del valor promedio de las boletas del año 2025.
 - Saldos a favor de clientes (abonos): deberán devolverse en un máximo de 12 cuotas mensuales.
 - Los cargos o abonos deberán comenzar a reflejarse en las boletas emitidas a partir de abril de 2026.
 - Las empresas deberán informar a la SEC, antes del 25 de febrero de 2026, el detalle individual de los montos de deuda o abono y su respectiva cuota mensual.

Posteriormente, mediante Resolución Exenta N° 38.341-2026, de fecha 27 de marzo de 2026, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles instruyó a las empresas distribuidoras aplazar el cobro de la reliquidación del Decreto N° 5T-2024 hasta el 1 de julio 2026.

No obstante, con fecha del 31 de julio de 2026, se publicó la Ley N° 21.833 o Ley de Protección Tarifaria Eléctrica, que busca mitigar las alzas tarifarias, otorgar mayor certeza regulatoria y fortalecer la calidad y seguridad del suministro eléctrico, la cual introduce modificaciones en el segmento de distribución y sistemas medianos sobre las siguientes materias:

- i) Extiende el subsidio eléctrico para clientes residenciales vulnerables durante 2027 mediante recursos adicionales del Fondo de Estabilización de Tarifas.
- ii) Incorpora mecanismos para reducir el impacto de futuras alzas tarifarias y faculta a CNE para renegociar contratos de suministro regulado con el objeto de disminuir los precios de la energía para los consumidores.
- iii) Establece un mecanismo para extinguir progresivamente las deudas asociadas a reliquidaciones tarifarias en distribución y sistemas medianos, financiado mediante el Fondo de Estabilización de Tarifas (FET) y un cargo transitorio específico al Cargo MPC de 5 \$/kWh (Componente de Normalización Tarifaria o “Componente NT”), aplicable entre el 1 de enero de 2028 y el último día hábil de 2035, reajustado por IPC con base en julio de 2026. La CNE podrá ajustar dicha componente si prevé insuficiencia de recursos del FET.

- iv) Se crea un régimen de planes de inversión complementario al esquema de inversiones vigente en distribución, destinado a financiar obras orientadas a mejorar la calidad, continuidad y resiliencia de las redes eléctricas frente a contingencias operativas y eventos climáticos. Dicha ejecución será supervisada y aprobada por la autoridad sectorial. Un plan individual no podrá exceder el 5% del VNR de la empresa distribuidora, y el conjunto acumulado no podrá superar el 20%. La remuneración se reconocerá por 20 años, sin duplicidad respecto de inversiones ya reconocidas conforme al artículo 182° LGSE.
- v) Fortalece la protección de las personas electrodependientes mediante la incorporación de un mecanismo de registro que involucra a los servicios de salud, prestadores de salud privados e instituciones de salud previsional, quienes deberán informar estos casos a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles para su incorporación al registro correspondiente. Adicionalmente, se otorga prioridad en la asignación del subsidio eléctrico, asegurando una cobertura suficiente para el consumo asociado al funcionamiento de los equipos necesarios para el tratamiento de su patología.
- vi) Las fórmulas tarifarias que resulten del proceso VAD 2024-2028 en curso se extienden para el sexenio 2024-2030, considerando el estudio de costos e informes técnicos ya elaborados conforme a la Resolución Exenta N° 222 de 2023 de la CNE. Los montos por reliquidar del VAD 2024-2030 se agregarán al proceso VAD 2030-2034, reajustados por IPC desde la publicación de la ley.
- vii) Se establece que las compensaciones pagadas por las empresas distribuidoras no podrán ser reconocidas ni traspasadas al Valor Agregado de Distribución (VAD), disposición que comenzará a regir en el proceso tarifario correspondiente al período 2030-2034.
- viii) Se establece una condición especial de no aplicación del decreto de precio de nudo promedio del segundo semestre de 2026 para los consumos abastecidos desde las subestaciones Ciruelos, Valdivia, Rahue, Puerto Montt, Melipulli y Chiloé, aplicando los valores del Decreto N° 20T-2025. Las diferencias respecto del Decreto N° 4T-2026 serán absorbidas por todo el sistema en la siguiente fijación del precio de nudo promedio.
- ix) El Ministerio de Energía y la CNE deberán remitir anualmente a las comisiones de Minería y Energía de ambas Cámaras un informe sobre los precios efectivos de suministro pagados por clientes regulados, identificando su evolución y la de los cargos contractuales. Dicho informe deberá publicarse en el sitio web de la CNE, resguardando la información comercial cuya reserva se encuentre fundada, y presentarse en sesión especial de dichas comisiones durante el primer trimestre de cada año.

Además, en el marco de la implementación de la Ley N.º 21.833, publicada el 31 de julio de 2026, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) emitió una serie de instrucciones destinadas a recopilar los antecedentes necesarios para determinar los montos asociados a las reliquidaciones tarifarias del Valor Agregado de Distribución (VAD) 2020-2024 y de los Sistemas Medianos correspondientes al período 2022-2026:

- Con fecha 31 de julio de 2026, mediante Oficio Ordinario Electrónico N° 343685, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles solicitó a las empresas operadoras de Sistemas Medianos los antecedentes necesarios para determinar los montos asociados a la reliquidación de precios de energía y potencia del período 2022-2026. La información requerida comprendió el detalle de facturación por cliente y concepto tarifario, debidamente actualizada a marzo de 2026, estableciéndose como plazo de entrega el 7 de agosto de 2026. Edelmag dio respuesta a este requerimiento dentro del plazo establecido por la autoridad.

- Posteriormente, mediante Oficio Circular Electrónico N° 344085, de fecha 4 de agosto de 2026, la Superintendencia solicitó a las empresas distribuidoras remitir los montos consolidados adeudados derivados de la reliquidación del Valor Agregado de Distribución (VAD) 2020-2024 y de los Sistemas Medianos, en el marco de lo dispuesto por la Ley N° 21.833. Asimismo, informó que dichos antecedentes servirán de base para la elaboración del informe que determinará los montos efectivamente adeudados y que parte de la información reportada será objeto de una revisión auditada posterior. CGE y Edelmag remitieron la información requerida dentro de los plazos establecidos por la autoridad.
- Proceso de tarificación de distribución correspondiente a cuadrienio 2024-2028, el cual ya se ha iniciado, habiéndose efectuado la correspondiente determinación de áreas típicas de distribución y la selección de empresas de referencia. Además, el 30 de mayo de 2023, la Comisión Nacional de Energía comunicó las Bases Técnicas Definitivas del proceso, las cuales incluyen los dictámenes del Panel de Expertos respecto de las observaciones presentadas por las empresas concesionarias de distribución y el resto de los participantes del proceso. Por otra parte, el 26 de octubre de 2023 la Comisión Nacional de Energía adjudicó la realización de los estudios a la empresa consultora INECON, Ingenieros y Economistas Consultores, cuyo contrato de servicios fue aprobado por la Contraloría General de la República el 4 de enero de 2024, estableciendo en ese día la fecha oficial de inicio de los estudios.

El 4 de marzo de 2024, el consultor INECON entregó a la Comisión Nacional de Energía el Informe de Avance N° 1 del citado estudio, respecto del cual el Comité de supervisión y las empresas distribuidoras enviaron sus observaciones el 25 de marzo de 2024. Posteriormente, el 25 de junio de 2024 el consultor entregó a la Comisión Nacional de Energía el Informe de Avance N° 2, respecto del cual el Comité de supervisión y las empresas distribuidoras enviaron sus observaciones el 24 de julio de 2024. Luego, el 13 de septiembre de 2024 el consultor entregó el Informe Final, para el cual el Comité de supervisión y las empresas distribuidoras enviaron sus observaciones el 22 de octubre de 2024 y, finalmente, el 27 de diciembre de 2024 el consultor entregó el Informe Final Definitivo, el cual, luego de las observaciones entregadas por el Comité de supervisión y las empresas distribuidoras, del 16 de enero de 2025 y 21 de marzo de 2025. El 14 de abril de 2025 el Comité aprobó solicitar a INECON una nueva versión del Informe Final Definitivo, insistiendo en 9 de las 35 observaciones que se habían presentado respecto de la anterior versión y agregando 8 nuevas observaciones, propuestas por la CNE. El 4 de septiembre de 2025 la Comisión comunicó a las empresas una nueva versión corregida del Informe Final Definitivo de INECON, que incluye las correcciones solicitadas por el Comité Supervisor.

El 10 de octubre de 2025, la Comisión Nacional de Energía publicó el Informe Técnico Preliminar asociado al Proceso de tarificación de distribución correspondiente a cuadrienio 2024-2028, respecto del cual las empresas distribuidoras enviaron sus observaciones el 24 de noviembre de 2025. El 23 de diciembre de 2025, mediante el Oficio Ordinario N° 1.190, la CNE comunicó que emitirá una nueva versión corregida del Informe Técnico Preliminar durante enero 2026. El 30 de enero de 2026, la CNE publicó la nueva versión del Informe Técnico Preliminar respecto del cual las empresas distribuidoras enviaron sus observaciones el 27 de febrero de 2026. A la fecha la Comisión se encuentra en revisión de las mencionadas observaciones y en la elaboración del Informe Técnico Corregido.

- Respecto al proceso de tarificación de generación y transmisión de los Sistemas Medianos correspondiente al cuadrienio 2022-2026, el 4 de julio de 2025 fue publicado el Decreto N° 8T-2024 del Ministerio de Energía, que fija los respectivos precios de generación y transmisión con lo que se cierra el proceso para el cuadrienio 2022-2026.

A la fecha, se encuentra pendiente el proceso de reliquidación correspondiente al Decreto N° 8T-2024. Al respecto, de acuerdo con los cambios introducidos mediante la Ley de Equidad Tarifaria Residencial Ley N° 20.928 y mediante las leyes de mecanismos de estabilización y de normalización tarifaria Leyes N° 21.185, N° 21.472 y N° 21.667.

- El 11 de agosto de 2025, la Comisión Nacional de Energía (CNE), mediante Resolución Exenta N° 470, aprobó las bases preliminares para la realización de los estudios tarifarios de generación y transmisión de los Sistemas Medianos para el cuatrienio 2026–2030, dando inicio al proceso regulatorio aplicable a los sistemas de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, entre otros.

Durante el desarrollo del proceso, Edelmag y los demás operadores de Sistemas Medianos presentaron observaciones a las bases preliminares. Estas fueron analizadas por el Panel de Expertos en audiencia pública realizada el 23 de marzo de 2026, cuyas conclusiones fueron posteriormente incorporadas por la CNE mediante Resolución Exenta N° 297, de 11 de junio de 2026, que aprobó las bases definitivas para la ejecución de los estudios, incluyendo las modificaciones derivadas del pronunciamiento del Panel.

El 15 de abril de 2026 se dio inicio al estudio tarifario de los Sistemas Medianos correspondientes a Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams. El desarrollo de este estudio fue reprogramado conforme al calendario establecido por la CNE mediante Oficio N° 449, debido a los desfases producidos en las etapas previas del proceso.

- Proyecto de Ley sobre Portabilidad Eléctrica, ingresado en el mes de septiembre de 2020 al Congreso Nacional, cuyos objetivos principales son habilitar a todos los usuarios finales para que puedan elegir su suministrador de electricidad (comercializador) e incorporar la figura del gestor de información.
- La Ley N° 21.249, publicada el 8 de agosto de 2020, dispuso beneficios excepcionales en favor de los usuarios finales de los servicios sanitarios, de electricidad y de gas de red, estableciendo principalmente: a) la prohibición de cortar el suministro eléctrico por mora en el pago de las cuentas durante 90 días y; b) que, a solicitud de los clientes (vulnerables, tercera edad, cesantes y afectados en sus ingresos, entre otros), las deudas generadas entre el 18 de marzo de 2020 y los 90 días posteriores al 8 de agosto de 2020 se deberán prorratear en hasta 12 cuotas mensuales, sin multas, ni intereses, ni gastos asociados. El 5 de enero de 2021 fue publicada la Ley N° 21.301, que básicamente extendió en 180 días adicionales los efectos de la Ley N° 21.249. Luego, el 22 de mayo de 2021, fue publicada la Ley N° 21.340, la que: a) prorrogó nuevamente los efectos de la Ley N° 21.249, esta vez hasta el 31 de diciembre de 2021; b) amplió los beneficiarios para la postergación de las deudas desde el 60% más vulnerable al 80% y; c) amplió a 48 las cuotas para la postergación de pagos.
- Posteriormente, la Ley N° 21.423, publicada el 11 de febrero de 2022, extendió hasta el 31 de marzo de 2022 el plazo para que los clientes señalados previamente se acojan al mecanismo de prorrateo de las deudas. Sin perjuicio de lo anterior, la vigencia de la Ley N° 21.249 expiró el 31 de diciembre de 2021 y sus efectos se complementarán con los de la Ley N° 21.423, limitándose principalmente a aquellos clientes que cumplen las condiciones para optar el mecanismo de prorrateo de las deudas y no cumplan las condiciones para ser beneficiarios de esta última.

- Adicionalmente, la Ley N° 21.423, que regula el prorratio y pago de deudas durante la pandemia y establece subsidios, disponiendo principalmente que a) las deudas de los usuarios beneficiarios de la suspensión del corte de suministro por falta de pago, de acuerdo con la Ley de Servicios Básicos, generadas durante el período comprendido entre el 18 de marzo de 2020 y el 31 de diciembre de 2021, cuyo consumo promedio del año 2021 no sea superior a 250 kWh/mes, serán pagadas en cuotas mensuales y sucesivas, determinadas dividiendo el monto total de lo adeudado por 48, no pudiendo incorporarse multas, intereses, ni gastos; b) dicha cuota no podrá exceder el 15% del cobro asociado al consumo promedio del año 2021; c) una vez pagadas las 48 cuotas, en caso de existir un saldo de la deuda, éste se extinguirá mediante convenios celebrados por el Ministerio de Obras Públicas o el Ministerio de Energía, según corresponda, con las empresas sanitarias o las empresas y cooperativas eléctricas, respectivamente, los que deberán ser aprobados por el correspondiente acto administrativo. Además, se agrega que el saldo de la deuda que se hubiere extinguido en virtud de los referidos convenios se considerará como gasto aceptado tributariamente; d) se establecerán subsidios automáticos para estos usuarios por un máximo de 48 meses, correspondientes al valor de las cuotas calculadas, los cuales deben ser descontados mensualmente por las empresas a los correspondientes usuarios. Una vez efectuados los descuentos, las empresas deben acreditar mensualmente ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) los montos descontados, a efectos de que ésta autorice el pago del monto mediante resolución exenta, la que será remitida a la Tesorería General de la República para que proceda al pago y; e) el procedimiento de pago de los subsidios y las demás normas necesarias para la implementación de dicha ley fueron determinados mediante decreto supremo exento número 130 del 17 de junio de 2022 del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial con fecha 23 de junio de 2022.
- Ley N° 21.472, publicada el 2 de agosto de 2022, mediante la cual se crea un fondo de estabilización tarifaria, administrado por la Tesorería General de la República y solventado mediante un pago adicional unitario por kilowatt hora (kWh) en el cargo por servicio público y con aportes que deberá efectuar el Ministerio de Hacienda, determinado con criterios de solidaridad y proporcionalidad de acuerdo a tramos de consumo, y se establece un mecanismo transitorio de estabilización, que tiene por objetivo impedir el alza de las cuentas eléctricas durante el año 2022 y permitir únicamente alzas graduales hasta 2032.
- Ley N° 21.667, publicada el 30 de abril de 2024, mediante la cual se modifica diversos cuerpos legales en materia de estabilización tarifaria, cuyos objetivos principales son a) definir que el Fondo de Estabilización de Tarifas tiene por objeto estabilizar las tarifas de los clientes regulados y pagar los saldos originados por las Leyes N° 21.185 y N° 21.472, que será administrado por la Tesorería General de la República (TGR) y que su vigencia y los cargos que lo financian no excederán del 31 de diciembre de 2035; b) reformular los tramos y monto del Mecanismo de Protección al Cliente (MPC); c) definir los valores del Cargo MPC para los ejercicios 2024 a 2027 y 2028 a 2035; d) establecer las reglas para descongelar gradualmente la estabilización de las tarifas del Valor Agregado de Distribución; y e) establecer un subsidio transitorio de hasta US\$ 120 millones anuales, para los años 2024 a 2026, dirigido a familias de menores recursos, con el fin de paliar los aumentos en el período en que los precios de energía experimentarán las mayores alzas.
- Con fecha 13 de febrero de 2026, fue publicada en el Diario Oficial la Ley N° 21.804, que perfecciona los sistemas medianos en la Ley General de Servicios Eléctricos. La citada ley contiene cuatro ejes:
 - i) Revisión y actualización a la definición y categorización de los sistemas medianos y aislados (se aborda transición de un tipo de sistema a otro);
 - ii) Actualización del procedimiento de planificación que considera el desarrollo óptimo de las inversiones, seguridad de los sistemas y propender a la incorporación de energías renovables y almacenamiento;

- iii) Cambios en la tarificación de los Sistemas Medianos (estudio contratado por la Comisión Nacional de Energía en reemplazo de estudio empresa; ajustes en Equidad Tarifaria Residencial (ETR) en beneficio de clientes de Sistemas Medianos);
- iv) Introducir incentivos a generación renovable; y aumento en la participación ciudadana.

5.1.7.- Riesgos ambientales.

Dentro de los riesgos ambientales identificados en Compañía General de Electricidad S.A., se considera el eventual incumplimiento de obligaciones o compromisos ambientales aplicables a las obras y actividades eléctricas que requieren autorizaciones o permisos sectoriales otorgados por organismos gubernamentales o municipalidades. Este riesgo se evalúa como bajo, dado que la compañía mantiene una gestión ambiental preventiva, que contempla la verificación de requisitos legales, la revisión de permisos y la supervisión permanente en terreno, asegurando que las faenas y operaciones se desarrollen conforme a la normativa ambiental, sanitaria y eléctrica vigente, así como la detección oportuna y corrección de eventuales desviaciones durante la ejecución de los trabajos.

Asimismo, se identifican riesgos asociados al manejo, almacenamiento temporal y disposición de residuos no peligrosos, de acuerdo con las directrices establecidas en el Decreto N° 594/2000, que aprueba el Reglamento sobre Condiciones Sanitarias y Ambientales Básicas en los Lugares de Trabajo, particularmente respecto de residuos tales como escombros, postes, cables, chatarra y vegetación proveniente de labores de poda o tala asociadas al despeje y mantenimiento de redes eléctricas.

Del mismo modo, se identifican riesgos asociados al manejo, almacenamiento temporal y disposición de residuos peligrosos, de acuerdo con lo establecido en el Decreto N° 148/2004, que aprueba el Reglamento Sanitario sobre Manejo de Residuos Peligrosos, particularmente aquellos residuos contaminados con hidrocarburos u otras sustancias contaminantes, que presenten características de peligrosidad conforme a la normativa aplicable.

Este riesgo también se considera bajo, puesto que existe una supervisión continua y verificación periódica en terreno, junto con controles operacionales efectivos, planes y procedimientos permanentes de gestión que fortalecen el cumplimiento de la normativa ambiental y sanitaria vigente, incluyendo la correcta segregación, almacenamiento temporal, transporte y control documental de los residuos generados.

En este contexto, Compañía General de Electricidad S.A. aplica planes y procedimientos de gestión de residuos orientados a fortalecer el cumplimiento de la normativa ambiental y sanitaria vigente, reforzando la gestión y trazabilidad a través de los sistemas sectoriales de la Ventanilla Única del Registro de Emisiones y Transferencias de Contaminantes (RETC), y asegurando que el transporte y la disposición final de los residuos se realicen mediante gestores autorizados y con resolución sanitaria vigente, fortaleciendo los mecanismos de control y seguimiento desde su generación hasta su disposición final.

En relación con los riesgos ambientales de la subsidiaria Empresa Eléctrica de Magallanes S.A., estos se presentan principalmente en el segmento de generación, dado que las centrales térmicas, durante su operación, podrían superar los límites ambientales asociados a ruido y emisiones gaseosas. No obstante, la compañía mantiene un adecuado monitoreo periódico de los niveles de emisión y de la calidad del aire, mediante campañas de medición de ruido y de concentración de gases, con el objeto de asegurar que estos no superen los máximos permitidos por la autoridad competente, de conformidad con la normativa vigente, entre otros, los Decretos N° 38/2012, N° 13/2011, N° 12/2011, N° 12/2022, N° 40/2024 y N° 115/2002.

Respecto de eventuales contaminaciones asociadas a residuos peligrosos, Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. gestiona estos residuos de acuerdo con las directrices establecidas en el Decreto N° 148/2004. Dichos procesos abarcan todas las etapas, desde la generación hasta la disposición final, e incluyen acciones de manejo, rotulación, segregación, almacenamiento, transporte y eliminación final, asegurando el cumplimiento de la normativa sanitaria y ambiental vigente.

5.1.8.- Riesgos cambio climático.

Las condiciones climáticas en la zona de concesión de Compañía General de Electricidad S.A. y de su subsidiaria Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. han variado en los últimos años, presentando aumento de temperaturas, velocidad del viento y mayores niveles de precipitaciones, lo que puede incrementar la exposición de la operación a eventos climáticos que afecten la continuidad del suministro eléctrico.

Para mitigar estos efectos, Compañía General de Electricidad S.A. ejecuta planes de mantenimiento permanentes y diferenciados según la época estacionaria (plan invierno / plan verano), los cuales consideran, entre otras medidas, el despeje preventivo de vegetación como un control operacional orientado a reducir la probabilidad de interrupciones del servicio, además de mantener coordinación constante con organismos públicos como la Corporación Nacional Forestal (CONAF), SEC, municipalidades y el Servicio Nacional de Prevención y Respuesta ante Desastres (SENAPRED). Adicionalmente, la Compañía cuenta con infraestructura diseñada y planes de operación para soportar las condiciones climáticas que puedan darse en su zona de operación.

En Compañía General de Electricidad S.A., los riesgos ambientales y climáticos se gestionan bajo la participación integrada de distintas unidades organizacionales, las cuales, a través de un enfoque preventivo, proactivo y de mejora continua, son articuladas dentro del marco de implementación y mantenimiento del Sistema Integrado de Gestión (SIG), basado en las normas internacionales ISO 14001:2015, ISO 45001:2018, ISO 9001:2015, ISO 55001:2014, ISO 50001:2018, ISO 22301:2020 e ISO 27001:2023, permitiendo una gestión sistemática y transversal de los riesgos ambientales, operacionales y climáticos.

Este sistema consolida la gestión ambiental corporativa, permitiendo la identificación, evaluación y control sistemático de los riesgos e impactos ambientales a lo largo del ciclo de vida de las obras, instalaciones y activos de la compañía, fortaleciendo así el compromiso de la compañía con la sostenibilidad y el cumplimiento ambiental.

Por su parte, las áreas técnicas de Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. han dispuesto planes de contingencia que consideran estas condiciones, con el objeto de disminuir el impacto de eventos climáticos extremos en la continuidad del servicio eléctrico, así como la ejecución de planes de mantenimiento basados en inspecciones de estructuras. No obstante lo anterior, la Sociedad cuenta con infraestructura diseñada y planes de operación para soportar las condiciones climáticas que puedan darse en su zona de operación. Respecto de eventos climáticos extremos poco frecuentes que puedan generar daños en los activos y afectar la operación normal de la Sociedad, se cuenta con mecanismos de detección temprana de incidentes, sin perjuicio de que la ocurrencia de este tipo de fenómenos resulte inevitable.

Finalmente, Compañía General de Electricidad S.A. y su subsidiaria Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. han contemplado, tanto por efectos del cambio climático como por impactos de eventos inesperados que afecten la disponibilidad de sus activos fijos, entre los que se encuentran edificaciones, infraestructura y equipamiento, así como los riesgos de responsabilidad civil que estos pudiesen originar, su cobertura a través de pólizas de seguro, cuyos términos y condiciones corresponden a los usuales en el mercado.

5.1.9.- Restricciones financieras.

Compañía General de Electricidad S.A. y sus subsidiarias han convenido con bancos y tenedores de bonos covenants financieros medidos sobre la base de los estados financieros consolidados tal como se detalla en Nota 34.5.

Al cierre de los estados financieros consolidados intermedios por el período terminado al 30 de junio de 2026 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025, la Sociedad y sus subsidiarias incluidas en dicha consolidación se encuentran en cumplimiento de dichas restricciones y compromisos.

6.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

6.1.- Composición del rubro.

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

Clases de efectivo y equivalentes al efectivo	30-06-2026 M\$	31-12-2025 M\$
Efectivo		
Saldos en bancos.	35.199.536	28.288.013
Total efectivo.	35.199.536	28.288.013

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

Información del efectivo y equivalentes al efectivo por moneda	Moneda	30-06-2026 M\$	31-12-2025 M\$
Monto del efectivo y equivalente al efectivo.	CL \$	35.135.379	28.212.992
	US \$	19.922	21.556
	EUR \$	44.235	53.465
Total		35.199.536	28.288.013

A la fecha no existen restricciones sobre el efectivo y equivalente al efectivo.

La Sociedad al 30 de junio de 2026 tiene disponibles y no utilizadas líneas de sobregiro por M\$ 92.361.000 y M\$ 128.361.000 al 31 de diciembre de 2025.

Sus subsidiarias al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 tienen disponibles y no utilizadas líneas de sobregiro por M\$ 400.000.

6.2.- Detalles flujos de efectivo.

El siguiente es el detalle de la composición de los otros cobros y pagos por actividades de la operación al 30 de junio de 2026 y 2025.

Detalle partidas flujo de efectivo	01-01-2026	01-01-2025
	30-06-2026	30-06-2025
	M\$	M\$
Otros cobros por actividades de operación		
Bonificación zona extrema.		65.846
Otros cobros prima de seguro.	1.205.786	186.778
Total otros cobros por actividades de operación	1.205.786	252.624

Detalle partidas flujo de efectivo	01-01-2026	01-01-2025
	30-06-2026	30-06-2025
	M\$	M\$
Otros pagos por actividades de operación		
Pago de IVA - Impuesto único - Impuestos 2da categoría - Impuesto adicional.	(6.503.090)	(2.153.618)
Otros pagos (Remuneración del directorio y otros).	(128.830)	(101.299)
Total otros pagos por actividades de operación	(6.631.920)	(2.254.917)

6.3.- Conciliación de los pasivos que surgen de las actividades de financiamiento.

El siguiente es el detalle de la Conciliación de los pasivos que surgen de las actividades de financiamiento al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025.

	Flujo de efectivo de financiamiento					Cambios que no representan flujo de efectivo				
	Saldo al 31-12-2025	Provenientes	Utilizados	Intereses pagados	Total	Cambios en valor razonable	Diferencias de cambio/Unidad de Reajuste	Costos financieros	Otros	Saldo al 30-06-2026
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Otros pasivos financieros (préstamos bancarios).	534.357.429	243.913.700	(91.635.126)	(13.083.278)	673.552.725		10.438.816	13.978.906	(437.000)	697.533.447
Otros pasivos financieros (bonos).	668.962.806		(24.531.675)	(12.224.417)	632.206.714		17.633.294	12.153.943		661.993.951
Otros pasivos financieros (Instrumentos financieros).	14.309.593			(38.830.075)	(24.520.482)	3.682.749	(7.533.790)	38.165.205	4.012.351	13.806.033
Pasivos por arrendamientos.	13.103.609		(3.869.930)		9.233.679		432.023	410.173	2.463.749	12.539.624
Pasivos por arrendamientos de empresas relacionadas.	19.293.131		(2.126.694)		17.166.437		517.310	659.316	(398.591)	17.944.472
Préstamos de empresas relacionadas.	313.242.519			(5.854.288)	307.388.231		(2.639.250)	5.833.324	278.432	310.860.737
Tesorería centralizada.	60.874.469	4.513.715	(43.542.835)	(769.401)	21.075.948			761.219	8.181	21.845.348
Total	1.624.143.556	248.427.415	(165.706.260)	(70.761.459)	1.636.103.252	3.682.749	18.848.403	71.962.086	5.927.122	1.736.523.612

	Flujo de efectivo de financiamiento					Cambios que no representan flujo de efectivo				
	Saldo al 31-12-2024	Provenientes	Utilizados	Intereses pagados	Total	Cambios en valor razonable	Diferencias de cambio/Unidad de Reajuste	Costos financieros	Otros	Saldo al 31-12-2025
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Otros pasivos financieros (préstamos bancarios).	377.360.061	172.161.184	(4.087.533)	(24.424.139)	521.009.573		(11.747.635)	25.002.667	92.824	534.357.429
Otros pasivos financieros (bonos).	797.018.041		(152.772.621)	(26.349.808)	617.895.612		24.863.031	26.204.163		668.962.806
Otros pasivos financieros (Instrumentos financieros).	1.959.153			(17.290.485)	(15.331.332)	3.482.238	9.290.006	15.853.499	1.015.182	14.309.593
Pasivos por arrendamientos.	8.366.269		(11.473.438)		(3.107.169)		616.854	2.271.707	13.322.217	13.103.609
Pasivos por arrendamientos de empresas relacionadas.	19.576.638		(4.153.591)		15.423.047		578.963	1.427.445	1.863.676	19.293.131
Préstamos de empresas relacionadas.	150.407.805	168.228.450		(9.426.736)	309.209.519		(4.156.440)	9.542.267	(1.352.827)	313.242.519
Tesorería centralizada.	5.655.200	55.992.895	(773.627)	(714.314)	60.160.154			740.955	(26.640)	60.874.469
Total	1.360.343.167	396.382.529	(173.260.810)	(78.205.482)	1.505.259.404	3.482.238	19.444.779	81.042.703	14.914.432	1.624.143.556

7.- OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

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

Otros activos financieros	30-06-2026		31-12-2025	
	Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Activos de cobertura.	5.469.300	4.536.909		2.531.040
Otros activos financieros.		175.001		175.001
Total	5.469.300	4.711.910	0	2.706.041

7.1.- Activos y pasivos de cobertura.

Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias, manteniendo la política de gestión de riesgos, han suscrito contratos de derivados para cubrir las variaciones de la unidad de fomento y de tipo de cambio de la moneda extranjera. Estos derivados han sido designados como de cobertura y se clasifican bajo los rubros otros activos financieros y otros pasivos financieros.

Los contratos de derivados son valorizados a su valor razonable y reconocidos sus resultados en cuentas de activos o pasivos según corresponda, y en las cuentas de patrimonio denominada otro resultado integral o en el resultado del período o ejercicio, según el tipo de cobertura.

Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias no han reconocido en resultados ineficiencias de partidas cubiertas en instrumentos derivados.

A continuación, se detalla la composición de los activos y pasivos de cobertura al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025.

Activos de coberturas corrientes y no corrientes					Valor justo			
					Corrientes		No corrientes	
Sociedad	Tipo de contrato	Tipo de cobertura	Riesgo de cobertura	Partida cubierta	30-06-2026 M\$	31-12-2025 M\$	30-06-2026 M\$	31-12-2025 M\$
Compañía General de Electricidad S.A.	Cross Currency Swap	Tipo de cambio	Exposición de las variaciones de tipo de cambio.	Pasivos Financieros	5.469.300		4.536.909	2.531.040
Total					5.469.300	0	4.536.909	2.531.040

Pasivos de coberturas corrientes y no corrientes					Valor justo			
					Corrientes		No corrientes	
Sociedad	Tipo de contrato	Tipo de cobertura	Riesgo de cobertura	Partida cubierta	30-06-2026 M\$	31-12-2025 M\$	30-06-2026 M\$	31-12-2025 M\$
Compañía General de Electricidad S.A.	Cross Currency Swap	Tipo de cambio	Exposición de las variaciones de tipo de cambio.	Pasivos Financieros	7.942.772	5.434.749	5.863.261	8.874.844
Total					7.942.772	5.434.749	5.863.261	8.874.844

Con fecha 1 de diciembre de 2018, se contrató con Banco de Chile un instrumento derivado para cubrir las variaciones de la Unidad de Fomento asociadas al bono BCGEI - M N° 916, por un monto de UF 333.334. Tanto el bono como el instrumento derivado vencieron el 1 de diciembre de 2025, por lo que no correspondió renovar la cobertura.

Con fecha 28 de marzo de 2024, se contrató con Banco Scotiabank un instrumento derivado para cubrir las variaciones del tipo de cambio del dólar estadounidense asociadas a un préstamo bancario por MUS \$ 33.000 mantenido con Bank of China Panama. Tanto el préstamo como el instrumento derivado tenían vencimiento el 28 de marzo de 2025. En dicha fecha, el préstamo fue renovado hasta el 30 de marzo de 2026 y se contrató con Banco Itaú un nuevo instrumento derivado con vencimiento en la misma fecha. Posteriormente, con motivo de una nueva renovación del préstamo hasta el 15 de marzo de 2027, con fecha 24 de marzo de 2026 se contrató con Banco Scotiabank un nuevo instrumento derivado con vencimiento en la misma fecha que el financiamiento.

Con fecha 17 de abril de 2024, se contrató con Banco Itaú un instrumento derivado para cubrir las variaciones del tipo de cambio del yuan chino (CNH \$) asociadas a un préstamo bancario por MCNH \$ 200.000 mantenido con Bank of China Panama. Tanto el préstamo como el instrumento derivado tenían vencimiento el 17 de abril de 2025. En dicha fecha, el préstamo fue prorrogado hasta el 17 de abril de 2026 y se contrató con Banco de Chile un nuevo instrumento derivado con vencimiento en la misma fecha. El 17 de abril de 2026, tanto el préstamo como el instrumento derivado vencieron y no fueron renovados.

Con fecha 23 de abril de 2024, se contrató con JP Morgan un instrumento derivado para cubrir las variaciones del tipo de cambio del yuan chino (CNH \$) asociadas a un préstamo bancario por MCNH \$ 200.000 mantenido con China Development Bank. Tanto el préstamo como el instrumento derivado tienen vencimiento el 23 de abril de 2027.

Con fecha 17 de mayo de 2024, se contrató con Banco Itaú un instrumento derivado para cubrir las variaciones del tipo de cambio del yuan chino (CNH \$) asociadas a un préstamo bancario por MCNH \$ 600.000 mantenido con China Development Bank. Tanto el préstamo como el instrumento derivado tienen vencimiento el 23 de abril de 2027.

Con fecha 21 de marzo de 2025, se contrató con Banco Scotiabank un instrumento derivado para cubrir las variaciones del tipo de cambio del dólar estadounidense asociadas a un préstamo bancario por MUS \$ 63.000 mantenido con China Construction Bank (Asia). Tanto el préstamo como el instrumento derivado tienen vencimiento el 19 de marzo de 2027.

Con fecha 19 de mayo de 2025, se contrató con Banco Itaú un instrumento derivado para cubrir las variaciones del tipo de cambio del dólar estadounidense asociadas a un préstamo bancario por MUS \$ 18.201 mantenido con China Construction Bank (Asia). Tanto el préstamo como el instrumento derivado tienen vencimiento el 19 de marzo de 2027.

Con fecha 17 de junio de 2025, se contrató con Banco Santander un instrumento derivado para cubrir las variaciones del tipo de cambio del euro asociadas a un préstamo entre empresas relacionadas por MEUR \$ 73.000 otorgado por State Grid Europe Limited. Tanto el préstamo como el instrumento derivado tienen vencimiento el 22 de junio de 2027.

Con fecha 5 de septiembre de 2025, se contrató con Banco de Chile un instrumento derivado para cubrir las variaciones del tipo de cambio del yuan chino (CNH \$) asociadas a una obligación por arrendamiento de CNH \$ 2.303.441,25 mantenida con State Grid International Leasing Company Limited. Tanto la obligación por arrendamiento como el instrumento derivado tienen vencimiento el 4 de septiembre de 2030.

Con fecha 16 de septiembre de 2025, se contrató con Banco de Crédito e Inversiones un instrumento derivado para cubrir las variaciones del tipo de cambio del euro asociadas a un préstamo entre empresas relacionadas por MEUR \$ 45.000 otorgado por State Grid Europe Limited. Tanto el préstamo como el instrumento derivado tienen vencimiento el 20 de septiembre de 2028.

Con fecha 1 de octubre de 2025, se contrató con Banco de Chile un instrumento derivado para cubrir las variaciones del tipo de cambio del yuan chino (CNH \$) asociadas a una obligación por arrendamiento de CNH \$ 8.577.119,04 mantenida con State Grid International Leasing Company Limited. Tanto la obligación por arrendamiento como el instrumento derivado tienen vencimiento el 30 de septiembre de 2030.

Con fecha 23 de octubre de 2025, se contrató con Banco de Crédito e Inversiones un instrumento derivado para cubrir las variaciones del tipo de cambio del euro asociadas a un préstamo entre empresas relacionadas por MEUR \$ 35.000 otorgado por State Grid Europe Limited. Tanto el préstamo como el instrumento derivado tienen vencimiento el 20 de septiembre de 2028.

Con fecha 20 de enero de 2026, se contrató con Banco de Chile un instrumento derivado para cubrir las variaciones del tipo de cambio del yuan chino (CNH \$) asociadas a un préstamo bancario por MCNH \$ 240.000 mantenido con Bank of China Panama. Tanto el préstamo como el instrumento derivado tienen vencimiento el 22 de enero de 2029.

Con fecha 25 de febrero de 2026, se contrató con Banco de Crédito e Inversiones un instrumento derivado para cubrir las variaciones del tipo de cambio del yuan chino (CNH \$) asociadas a un préstamo bancario por MCNH \$ 240.000 mantenido con Bank of China Panama. Tanto el préstamo como el instrumento derivado tienen vencimiento el 16 de febrero de 2029.

Con fecha 15 de mayo de 2026, se contrató con Banco Scotiabank un instrumento derivado para cubrir las variaciones del tipo de cambio del yuan chino (CNH \$) asociadas a un préstamo bancario por MCNH \$ 230.000 mantenido con Bank of China Panama. Tanto el préstamo como el instrumento derivado tienen vencimiento el 18 de mayo de 2027.

Los pasivos de coberturas se encuentran expuestos para los efectos de presentación en el estado de situación en la Nota 20.1.

7.2.- Otros activos financieros.

La composición de los otros activos financieros revelados en nota 7 al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025, corresponden solamente a instrumentos de patrimonio y su detalle es el siguiente:

Detalle de los instrumentos de patrimonio					No corrientes	
R.U.T	Sociedad	Número de acciones	Porcentaje participación		30-06-2026	31-12-2025
			30-06-2026	31-12-2025	M\$	M\$
76.139.483-5	SCX Bolsa de Clima de Santiago.	50.000	5,00000 %	5,00000 %	175.001	175.001
Total					175.001	175.001

7.3.- Jerarquías del valor razonable.

Los instrumentos financieros que han sido contabilizados a valor razonable en el estado de situación financiera al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 han sido medidos en base a las metodologías previstas en la NIIF 9. Dichas metodologías aplicadas para cada clase de instrumentos financieros se clasifican según su jerarquía de la siguiente manera:

- Nivel I: Valores o precios de cotización en mercados activos para activos y pasivos idénticos.
- Nivel II: Información (“inputs”) provenientes de fuentes distintas a los valores de cotización del Nivel I, pero observables en mercados para los activos y pasivos ya sea de manera directa (precios) o indirecta (obtenidos a partir de precios).
- Nivel III: Inputs para activos o pasivos que no se basen en datos de mercados observables.

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025, en la medida que existan saldos vigentes a la fecha de cierre de los estados financieros consolidados.

7.3.1.- Activos por instrumentos financieros medidos a valor razonable.

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
Activos financieros	30-06-2026		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de efectivo.	5.469.300	4.536.909		10.006.209	
Total	5.469.300	4.536.909	0	10.006.209	0

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
Activos financieros	31-12-2025		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de efectivo.		2.531.040		2.531.040	
Total	0	2.531.040	0	2.531.040	0

7.3.2.- Pasivos por instrumentos financieros medidos a valor razonable.

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
Pasivos financieros	30-06-2026		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de efectivo.	7.942.772	5.863.261		13.806.033	
Total	7.942.772	5.863.261	0	13.806.033	0

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
Pasivos financieros	31-12-2025		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de efectivo.	5.434.749	8.874.844		14.309.593	
Total	5.434.749	8.874.844	0	14.309.593	0

7.3.3.- Otros activos financieros.

Otros activos financieros			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
	30-06-2026		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
SCX Bolsa de Clima de Santiago.		175.001			175.001
Total	0	175.001	0	0	175.001

Otros activos financieros			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
	31-12-2025		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
SCX Bolsa de Clima de Santiago.		175.001			175.001
Total	0	175.001	0	0	175.001

Un porcentaje significativo de los valores razonables de los activos financieros que no son comercializados en un mercado activo, han sido determinados utilizando técnicas de valuación como lo señala la Nota 4.2. El valor razonable de las inversiones menores que no tienen un precio de mercado cotizado en un mercado activo, han sido valorizados a su costo de adquisición por la baja significancia que ellos representan.

Conforme a NIIF 9, las variaciones en el valor justo de estas inversiones son registradas en otros resultados integral y acumuladas en patrimonio hasta su realización, neto de impuesto diferido.

7.4.- Categorías de activos y pasivos financieros.

A continuación, se presentan las diferentes categorías de activos y pasivos financieros, comparando los valores registrados contablemente al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 y sus respectivos valores razonables.

30 de junio de 2026	A valor Razonable		Activos al costo amortizado	Pasivos al costo amortizado	Total valor Contable	Total a valor Razonable
	Con Cambios en resultado	Con Cambios en Otros resultados integrales				
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
ACTIVOS						
Efectivo y equivalentes al efectivo.			35.199.536		35.199.536	35.199.536
Otros activos financieros.		10.181.210			10.181.210	10.181.210
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.			1.450.069.616		1.450.069.616	1.450.069.616
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.			9.126.547		9.126.547	9.126.547
TOTAL ACTIVOS	0	10.181.210	1.494.395.699	0	1.504.576.909	1.504.576.909
PASIVOS						
Otros pasivos financieros.						
Préstamos Bancarios.				697.533.447	697.533.447	709.778.771
Obligaciones con el público (bonos).				661.993.951	661.993.951	663.515.643
Derivados.		7.942.772			7.942.772	7.942.772
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.				724.382.817	724.382.817	724.382.817
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.				354.240.844	354.240.844	354.240.844
Pasivos por arrendamientos.				12.539.624	12.539.624	12.539.624
TOTAL PASIVOS	0	7.942.772	0	2.450.690.683	2.458.633.455	2.472.400.471

31 de diciembre de 2025	A valor Razonable		Activos al costo amortizado	Pasivos al costo amortizado	Total valor Contable	Total a valor Razonable
	Con Cambios en resultado	Con Cambios en Otros resultados integrales				
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
ACTIVOS						
Efectivo y equivalentes al efectivo.			28.288.013		28.288.013	28.288.013
Otros activos financieros.		2.706.041			2.706.041	2.706.041
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.			1.493.578.817		1.493.578.817	1.493.578.817
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.			1.867.591		1.867.591	1.867.591
TOTAL ACTIVOS	0	2.706.041	1.523.734.421	0	1.526.440.462	1.526.440.462
PASIVOS						
Otros pasivos financieros.						
Préstamos Bancarios.				534.357.429	534.357.429	538.709.588
Obligaciones con el público (bonos).				668.962.806	668.962.806	678.226.153
Derivados.		5.434.749			5.434.749	5.434.749
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.				852.569.295	852.569.295	852.569.295
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.				403.328.971	403.328.971	403.328.971
Pasivos por arrendamientos.				13.103.609	13.103.609	13.103.609
TOTAL PASIVOS	0	5.434.749	0	2.472.322.110	2.477.756.859	2.491.372.365

8.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

8.1.- Composición del rubro.

8.1.1.- Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto.

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2026 M\$	31-12-2025 M\$	30-06-2026 M\$	31-12-2025 M\$
Deudores comerciales, neto.	522.775.323	550.141.591	46.755.815	40.746.997
Otras cuentas por cobrar, neto.	277.043.825	262.222.623	603.494.653	640.467.606
Total	799.819.148	812.364.214	650.250.468	681.214.603

8.1.2.- Detalle de otras cuentas por cobrar, neto.

Otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2026 M\$	31-12-2025 M\$	30-06-2026 M\$	31-12-2025 M\$
Por cobrar al personal				
Préstamos al personal.	1.448.311	1.260.189	89.190	83.276
Anticipo de remuneraciones.	225.083	368.956		
Fondos por rendir.	158.187	93.488		
Sub total	1.831.581	1.722.633	89.190	83.276
Deudores varios				
Deudores varios (*).	262.969.174	246.097.079	606.348.428	643.732.662
Anticipo proveedores.	19.990.388	21.405.670		
Otros documentos por cobrar.	170.116	188.908		
Provisión de deterioro.	(7.917.434)	(7.191.667)	(2.942.965)	(3.348.332)
Sub total	275.212.244	260.499.990	603.405.463	640.384.330
Total	277.043.825	262.222.623	603.494.653	640.467.606

(*) Los saldos corrientes y no corrientes del ítem Deudores varios, corresponden principalmente a:

- Mecanismos de estabilización de tarifas que fueron establecidos por las Leyes N° 21.185, N° 21.472 y N° 21.667 (ver nota 4.4).

El saldo corriente y no corriente por este concepto al 30 de junio de 2026 asciende a M\$ 238.169.651 y M\$ 135.688.042, respectivamente. (M\$ 235.472.447 y M\$ 237.956.960, respectivamente al 31 de diciembre de 2025).

- Decreto N° 5T-2024 del Ministerio de Energía, publicado con fecha 7 de junio de 2024 que fija las fórmulas tarifarias para suministros regulados de distribución para el ejercicio noviembre de 2020 a noviembre de 2024, comenzando a ser aplicado de forma inmediata.

No obstante, lo anterior, conforme a lo establecido en la Ley N° 21.667, las reliquidaciones que ordena la ley sólo podrán efectuarse cuando el decreto se encuentre totalmente tramitado, es decir, cuando cuente con la toma de razón de la Contraloría General de la República, y luego que la Superintendencia de Electricidad y Combustibles imparta las instrucciones respecto del plazo, forma y condiciones de dicha reliquidación. Al respecto, el 9 de abril de 2025 Contraloría dio curso al Decreto N° 5T-2024, no obstante al 31 de diciembre de 2025 aún se encontraban pendientes las instrucciones de reliquidación por parte de la Superintendencia, por lo que los montos registrados en el ítem Deudores varios a esa fecha asociados a esta reliquidación se encuentran registrados como no corrientes, incluida la estimación de los intereses devengados a la fecha de publicación del citado decreto, conforme a lo establecido en el artículo 192° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Con fecha 9 de febrero de 2026, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles mediante Resolución Exenta N° 37.613-2026, comunicó plazo, forma y condiciones en que las empresas deberán abonar o cargar el valor de las diferencias tarifarias producidas por la entrada en vigencia del decreto tarifario 2020-2024 (Decreto N° 5T-2024), de acuerdo a lo indicado en el artículo 192° de la Ley General de Servicios Eléctricos. Posteriormente, mediante Resolución Exenta N° 38.341-2026, de fecha 27 de marzo de 2026, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles instruyó a las empresas distribuidoras aplazar el cobro de la reliquidación del Decreto N° 5T-2024 hasta el 1 de julio de 2026. No obstante, con fecha del 31 de julio de 2026, se publicó la Ley N° 21.833 que entre otras modificaciones establece un nuevo mecanismo para extinguir progresivamente las deudas asociadas a reliquidaciones tarifarias en distribución y sistemas medianos, financiado mediante el Fondo de Estabilización de Tarifas (FET) y un cargo transitorio específico al Cargo MPC de 5 \$/kWh (Componente de Normalización Tarifaria o “Componente NT”), aplicable entre el 1 de enero de 2028 y el último día hábil de 2035, reajustado por IPC con base en julio de 2026. A la fecha de éstos estados financieros consolidados intermedios se encuentra pendiente la emisión de los reglamentos para dar aplicación a la presente Ley así como la actualización de las resoluciones de la Comisión Nacional de Energía.

El saldo no corriente, incluidos los intereses por este concepto al 30 de junio de 2026 asciende a M\$ 297.020.680 (M\$ 287.349.050 al 31 de diciembre de 2025).

- Proceso tarifario VAD para el período comprendido entre noviembre de 2024 a noviembre de 2030 (período extendido por modificaciones establecidas en la Ley N° 21.833), cuyo decreto, a la fecha, no ha sido publicado. Las diferencias entre lo efectivamente facturado y lo que corresponda aplicar de acuerdo con los valores estimados de las nuevas tarifas han sido provisionadas por todo el período transcurrido hasta la fecha de estos estados financieros consolidados. El saldo no corriente al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 asciende a M\$ 173.639.706 y M\$ 118.426.652, respectivamente.

8.1.3.- Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto.

Clases de 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.	706.795.467	722.604.756	46.755.815	40.746.997
Otras cuentas por cobrar, bruto.	284.961.259	269.414.290	606.437.618	643.815.938
Total	991.756.726	992.019.046	653.193.433	684.562.935

8.1.4.- Deterioro de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

Importe en libros de deudores comerciales, otras cuentas por cobrar deteriorados	30-06-2026 M\$	31-12-2025 M\$
Deudores comerciales.	(184.020.144)	(172.463.165)
Otras cuentas por cobrar.	(10.860.399)	(10.539.999)
Total	(194.880.543)	(183.003.164)

Modelo de pérdidas crediticias esperadas.

Se consideran saldos de dudoso cobro todos aquellos que se incluyen en el cálculo de pérdida esperada basado en la experiencia histórica de pérdidas crediticias, ajustada por factores prospectivos específicos para los deudores y el entorno económico.

De conformidad con los requerimientos de NIIF 9 Instrumentos Financieros, el modelo de deterioro de valor basado en la determinación de las pérdidas crediticias esperadas (Expected Credit Losses - ECL) considera información histórica de pérdidas, las condiciones de mercado vigentes y la información prospectiva disponible al cierre de cada período de reporte. La provisión por deterioro se registra siempre en referencia a las pérdidas crediticias esperadas durante toda la vida del activo, bajo el enfoque simplificado de NIIF 9 y una evaluación colectiva por segmentos.

La pérdida crediticia esperada se determina como el producto de:

- La probabilidad de incumplimiento (Probability of Default - PD);
- La pérdida dado el incumplimiento (Loss Given Default - LGD); y
- La exposición al incumplimiento (Exposure at Default - EAD).

El producto anterior es descontado utilizando la tasa de interés efectiva original del activo financiero, conforme a lo establecido en el párrafo 5.5.17 de la NIIF 9, incorporando así el valor del dinero en el tiempo en la medición de las pérdidas crediticias esperadas. La tasa de interés efectiva original corresponde a aquella determinada al momento del reconocimiento inicial del activo financiero y refleja las condiciones contractuales de cobro de cada segmento tarifario. Dado que el horizonte temporal de las cuentas por cobrar es reducido, con condiciones de cobro de hasta 30 días para la mayoría de los segmentos, el efecto cuantitativo del descuento a la tasa de interés efectiva original es inmaterial, sin perjuicio de que el Grupo mantiene dicho criterio conforme a las directrices de la NIIF 9.

La matriz de cálculo de pérdida esperada corresponde, para cada segmento, al conjunto de tasas de pérdida esperada asociadas a trece tramos de antigüedad de la deuda, desde “En plazo” hasta “Más de 1.080 días”. Dichas tasas resultan de combinar, para cada tramo y segmento, la probabilidad de incumplimiento (PD) y la pérdida dado el incumplimiento (LGD), incorporando el ajuste prospectivo descrito más adelante. Las tasas de la matriz se actualizan una vez al año incorporando la información histórica y prospectiva disponible a esa fecha.

La matriz se aplica a nivel de documento: cada boleta o factura se asigna al tramo de antigüedad que le corresponde a la fecha de cierre y se multiplica por la tasa de pérdida esperada del tramo respectivo del segmento al que pertenece el cliente, obteniéndose por agregación la provisión por deterioro de cada segmento y del total de la cartera.

Datos de entrada y supuestos.

Los datos de entrada utilizados corresponden a la facturación y recaudación mensual por segmento obtenidas de los sistemas comerciales del Grupo, la incobrabilidad efectivamente materializada, la información histórica de efectividad del corte de suministro y variables macroeconómicas de fuentes externas.

Para la medición colectiva de las pérdidas crediticias esperadas, el Grupo considera los siguientes supuestos:

- Ratio histórico de pérdida: Se determina sobre períodos anuales completos, comparando la facturación de cada ejercicio con las pérdidas por incobrabilidad efectivamente materializadas, y se consolida como promedio ponderado por la facturación de cada año.
- Probabilidad de incumplimiento (PD): Se estima mediante un modelo estadístico que considera el comportamiento histórico de pago normalizado de los clientes pertenecientes a cada segmento, utilizando una ventana histórica que excede ampliamente el período mínimo de 24 meses definido en la política contable. La PD se estructura en los trece tramos de antigüedad de la matriz, desde “En plazo” hasta “Más de 1.080 días”.
- Pérdida dado el incumplimiento (LGD): Se determina para cada segmento a partir de curvas de recupero construidas sobre la base de la recaudación histórica efectivamente observada de saldos en mora y de la incobrabilidad finalmente materializada.
- Ajuste prospectivo (forward-looking): Sobre la base de evaluaciones efectuadas por la Administración, se incorporan ajustes que consideran información cualitativa y cuantitativa, incluyendo variables macroeconómicas y otros eventos futuros razonablemente sustentables que puedan afectar el riesgo de crédito de las distintas carteras.

La selección de la variable macroeconómica de referencia para cada segmento se determina mediante análisis de correlación estadística con la pérdida histórica observada, aplicándose regresión lineal con aquella variable cuya correlación supera el umbral del 50%. Las fuentes utilizadas corresponden al Informe de Política Monetaria (IPoM) del Banco Central de Chile para el IPC y PIB, al INE para la tasa de desempleo, y al Banco Central para el IPDEGA (Índice de Precios al Productor del sector electricidad, gas y agua). Bajo este criterio, los segmentos se agrupan de la siguiente manera:

- Segmentos Residenciales, Municipal-Fiscal y Otros Negocios: El ajuste prospectivo se calibra en función del IPC proyectado, variable que exhibe la mayor correlación con la pérdida histórica de estos segmentos (entre 55% y 71%).
- Segmento Convenio Especial: La variable de referencia es la tasa de desempleo nacional, con una correlación del 86% respecto a la pérdida histórica, lo que refleja la mayor sensibilidad de este segmento al deterioro del mercado laboral.
- Segmento Comercial-Industrial: El ajuste se calibra en función del IPDEGA, con una correlación del 74%, capturando la exposición de estos clientes a variaciones en los costos del sector energético.
- Segmentos PYME y Mercado Eléctrico: Dado que ninguna variable macroeconómica supera el umbral de correlación estadística del 50%, no se aplica ajuste cuantitativo de forward-looking. El ajuste prospectivo en estos segmentos queda sujeto a evaluación cualitativa de la Administración.

En todos los casos, el ajuste prospectivo se construye bajo tres escenarios (optimista, base y pesimista), ponderados al 30%, 40% y 30% respectivamente, tomando como referencia las proyecciones del IPoM más cercano al cierre de cada período. La política de provisión de incobrables de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias contempla la actualización de las variables macroeconómicas cuando lo amerite, en caso de visualizar un cambio significativo.

Agrupación de los deudores comerciales para la medición colectiva.

Las cuentas por cobrar se agrupan según las características de las carteras de clientes en términos de riesgo de crédito, información de vencimientos y tasas de recuperación, teniendo en cuenta cada línea de negocio y el contexto regulatorio. Para cada segmento el Grupo desarrolla un modelo independiente de pérdidas crediticias esperadas, incorporando curvas de default, curvas de recupero y supuestos propios, dado que su comportamiento de pago y su marco regulatorio difieren sustancialmente. El Grupo ha definido los siguientes segmentos:

- Municipal - Fiscal: Corresponde al segmento de clientes en que el identificador de cliente es reconocido por los entes municipales u organismos del Estado.
- Residenciales: Corresponde al segmento de clientes con tarifa contratada BT1 y que no se encuentren reconocidos en el segmento Municipal-Fiscal.
- Convenio Especial: Clientes principalmente de las comunas de Puente Alto, La Pintana, El Bosque y San Bernardo, de aquellas unidades vecinales acogidas a facilidades de pago especiales, a los cuales se les otorga un convenio a 37 cuotas, con cuotas ajustadas a la capacidad de pago de este segmento, siendo la última cuota el valor remanente de la deuda pendiente transcurrido el plazo del convenio original. Al finalizar el convenio, se entrega un nuevo convenio, y tantas veces como sea necesario, hasta extinguir la totalidad de la deuda original. Este segmento está compuesto por todos aquellos clientes con tarifa BT1 que presentan un convenio activo y cuya cantidad de cuotas sea mayor a 36.
- PYME: Corresponde al segmento de clientes con tarifas BT2, BT3, AT2, AT3 que no se encuentren catalogados dentro del segmento Municipal-Fiscal.
- Comercial-Industrial: Corresponde al segmento de clientes con tarifas distintas a BT1, BT2, BT3, AT2, AT3 que no se encuentren catalogados dentro del segmento Municipal-Fiscal ni tampoco en el segmento PYME.
- Mercado Eléctrico: Corresponde al segmento de clientes asociados al Coordinador Eléctrico Nacional dentro de los segmentos Ajuste Recargo (AR), Reconocimiento de la Generación Local (RGL), Subtransmisión dedicada, entre otros.
- Otros Negocios: Corresponde al segmento de clientes no regulados no contenidos en los tramos anteriores; esta categoría contempla clientes Inmobiliarios y Construcción, Arriendo de propiedades, Minería-Spot-Apoyo, indemnización por daños, ingresos PMGD (Pequeños Medios de Generación Distribuida) y otros negocios.

Evaluación analítica o individual.

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

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

Tratamiento de clientes repactados.

Los clientes que suscriben convenios de pago o repactaciones de su deuda vencida no reciben un tratamiento diferenciado en la determinación de pérdidas crediticias esperadas, salvo aquellos casos expresamente incluidos en el segmento “Convenio Especial”. Las cuentas sujetas a convenios permanecen incorporadas en el modelo ECL de acuerdo con las características de riesgo y segmentación definidas para la cartera, bajo el enfoque simplificado de NIIF 9.

La lógica de esta decisión es que la repactación no extingue ni transforma sustancialmente el activo financiero original, sino que reprograma sus flujos de cobro. En consecuencia, la cuenta por cobrar repactada permanece dentro del mismo segmento al que pertenece el cliente y sigue expuesta a la misma probabilidad de incumplimiento y pérdida dado el incumplimiento que caracteriza a su segmento. Dado que la repactación no da origen a una clasificación diferenciada, no existen políticas de salida aplicables a los clientes repactados en general: su tratamiento en el modelo depende exclusivamente del segmento al que pertenecen y del comportamiento de pago posterior de sus documentos.

Movimiento de la provisión por deterioro.

El movimiento de la provisión por deterioro de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 se muestra en el siguiente cuadro:

Provisión deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos y no pagados con deterioro	30-06-2026 M\$	31-12-2025 M\$
Saldo inicial.	(183.003.164)	(150.461.423)
Baja (reversiones) de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas del período o ejercicio.	(1.160.102)	19.898.014
(Aumento) disminución del período o ejercicio.	(10.717.277)	(52.439.755)
Total	(194.880.543)	(183.003.164)

La línea “Baja (reversiones) de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deteriorados del período o ejercicio” comprende, principalmente, los castigos del período, que se imputan contra la provisión previamente constituida, reduciendo de forma simultánea el saldo bruto de deudores y la provisión asociada, sin generar necesariamente un efecto neto en resultados, así como las reversiones de provisión originadas en la recuperación de saldos previamente deteriorados. Para el período terminado al 30 de junio de 2026, el concepto de reversiones corresponde íntegramente a recupero de castigos por M\$ 1.160.102.

Por su parte, el “(Aumento) disminución del período o ejercicio” corresponde a la constitución neta de provisión del período y se explica por los siguientes factores:

- Cambios en la composición de la cartera, asociados al crecimiento o disminución de la facturación en los distintos segmentos de clientes, lo que incrementa o reduce la base sobre la cual se aplica la probabilidad de incumplimiento (PD) de cada segmento;
- Variaciones en la morosidad, en particular movimientos de saldos entre tramos de mora, que impactan directamente la PD promedio ponderada aplicada a cada segmento; y
- El efecto de las repactaciones del período, las cuales no implican un cambio de segmento ni de PD/LGD, por lo que su efecto en la provisión responde al comportamiento de pago posterior del cliente y no a un cambio de tratamiento contable.

Durante el período terminado al 30 de junio de 2026, el aumento neto de la provisión, por M\$ 10.717.277, se explica principalmente por el envejecimiento de la deuda en los tramos superiores a 251 días, que generó un aumento de provisión por M\$ 27.034.492, y por una mayor provisión en deudores varios, por M\$ 725.768. Estos efectos fueron parcialmente compensados por una menor provisión en los tramos en plazo, por M\$ (245.435), un menor deterioro de los saldos por cobrar asociados a PEC, por M\$ (405.367), el reverso de provisión asociado al acuerdo suscrito con el Ministerio de Energía respecto del cuotón N° 49 de la Ley N° 21.424, por M\$ (15.232.079), y el recupero de castigos, por M\$ (1.160.102).

Política de castigos de deudores incobrables.

El Grupo procede al castigo contable de una cuenta por cobrar cuando, sobre la base de antecedentes objetivos y de las gestiones de recuperación realizadas, concluye que no existen expectativas razonables de recuperación total o parcial del activo financiero, una vez agotadas todas las instancias de cobranza disponibles.

Con carácter general, para la cartera masiva, la antigüedad superior a 36 meses constituye uno de los indicadores utilizados en esta evaluación, conjuntamente con el resultado de las acciones de cobranza efectuadas y los antecedentes disponibles respecto de la recuperabilidad de la deuda. El castigo se imputa contra la provisión por deterioro previamente constituida, por lo que generalmente no genera un cargo adicional a resultados en la medida en que la pérdida esperada haya sido oportunamente reconocida por el modelo.

En aquellos casos sometidos a cobranza judicial, la antigüedad de la deuda no determina por sí sola su castigo. Mientras existan acciones judiciales vigentes y expectativas de recuperación, la cuenta permanece reconocida y sujeta a deterioro conforme al modelo de pérdidas crediticias esperadas. La baja del activo se efectúa una vez cerrado el juicio y obtenido el certificado de castigo que acredita la conclusión del proceso legal y la imposibilidad de recuperación, momento en que se confirma formalmente que no existe una expectativa razonable de recupero.

Los castigos tributarios son realizados en la medida que las deudas son declaradas sin posibilidad alguna de recupero, de acuerdo con las normas tributarias vigentes. Estos difieren de los castigos contables o financieros descritos precedentemente, que se rigen exclusivamente por la existencia o no de expectativas razonables de recuperación conforme a NIIF 9.

Otras revelaciones.

El valor justo de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar no difiere significativamente del valor de libros presentado. Asimismo, el valor libros de los deudores y clientes por cobrar en mora, no deteriorados y deteriorados, representa una aproximación razonable al valor justo de los mismos y considera una provisión de deterioro cuando existe evidencia objetiva de que no será factible cobrar el importe adeudado, ello aun luego de aplicar las acciones de cobranza.

La exposición máxima al riesgo de crédito a la fecha de reporte es el valor en libros de cada clase de cuenta por cobrar mencionada.

Respecto a la calidad crediticia, en materia de energía eléctrica, las empresas distribuidoras se rigen por el Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, y por su Reglamento Eléctrico, Decreto Supremo N° 327 de diciembre de 1997. En el artículo 146 de este último se regula el plazo para el pago del suministro eléctrico por parte del usuario o cliente final, no siendo éste considerado como un crédito, y por otro lado, se señala que en el inmueble o instalación quedarán radicadas todas las obligaciones derivadas del servicio para con la empresa suministradora. Lo anterior, sumado a que en el artículo 147 se establecen los plazos para suspensión por deudas del suministro eléctrico, se traduce en que las cuentas por cobrar provenientes de la actividad comercial del negocio eléctrico son de riesgo limitado.

8.2.- Estratificación de la cartera.

La estratificación de la cartera al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 es la siguiente:

30-06-2026	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad mayor a 251 días	Total deudores	Total corrientes	Total no corrientes
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, bruto.	320.938.529	74.728.954	23.639.629	12.956.860	24.115.584	23.518.937	8.897.806	8.250.391	11.124.738	245.379.854	753.551.282	706.795.467	46.755.815
Otras cuentas por cobrar, bruto.	891.398.877										891.398.877	284.961.259	606.437.618
Provisión deterioro Deudores Comerciales.	(1.957.229)	(891.963)	(849.665)	(2.420.102)	(2.775.577)	(2.733.315)	(3.225.549)	(3.185.690)	(4.528.569)	(161.452.485)	(184.020.144)	(184.020.144)	
Provisión deterioro otras cuentas por cobrar.	(10.860.399)										(10.860.399)	(7.917.434)	(2.942.965)
Total	1.199.519.778	73.836.991	22.789.964	10.536.758	21.340.007	20.785.622	5.672.257	5.064.701	6.596.169	83.927.369	1.450.069.616	799.819.148	650.250.468

31-12-2025	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad mayor a 251 días	Total deudores	Total corrientes	Total no corrientes
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, bruto.	377.871.963	76.918.233	28.229.141	16.659.948	12.248.805	13.567.335	9.652.517	9.067.650	10.295.071	208.841.090	763.351.753	722.604.756	40.746.997
Otras cuentas por cobrar, bruto.	913.230.228										913.230.228	269.414.290	643.815.938
Provisión deterioro Deudores Comerciales.	(17.132.806)	(926.128)	(1.000.096)	(3.193.622)	(3.115.560)	(4.106.318)	(3.485.341)	(3.512.815)	(4.259.477)	(131.731.002)	(172.463.165)	(172.463.165)	
Provisión deterioro otras cuentas por cobrar.	(10.539.999)										(10.539.999)	(7.191.667)	(3.348.332)
Total	1.263.429.386	75.992.105	27.229.045	13.466.326	9.133.245	9.461.017	6.167.176	5.554.835	6.035.594	77.110.088	1.493.578.817	812.364.214	681.214.603

8.3.- Resumen de estratificación de la cartera deudores comerciales.

El resumen de estratificación de cartera al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 es el siguiente:

30-06-2026								
Tramos de deudas	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada (1).		123.092.056					123.092.056	
Por vencer (2).	476.829	118.325.154	(812.381)	261.864	79.521.319	(1.144.848)	197.846.473	(1.957.229)
Sub total por vencer	476.829	241.417.210	(812.381)	261.864	79.521.319	(1.144.848)	320.938.529	(1.957.229)
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días.	362.676	72.043.064	(824.245)	10.341	2.685.890	(67.718)	74.728.954	(891.963)
Entre 31 y 60 días.	94.772	22.310.710	(758.624)	5.416	1.328.919	(91.041)	23.639.629	(849.665)
Entre 61 y 90 días.	36.333	11.702.098	(2.134.770)	4.496	1.254.762	(285.332)	12.956.860	(2.420.102)
Entre 91 y 120 días.	27.441	8.572.409	(2.397.460)	4.237	15.543.175	(378.117)	24.115.584	(2.775.577)
Entre 121 y 150 días.	22.943	7.492.209	(2.355.639)	3.829	16.026.728	(377.676)	23.518.937	(2.733.315)
Entre 151 y 180 días.	20.231	7.738.357	(2.765.231)	3.194	1.159.449	(460.318)	8.897.806	(3.225.549)
Entre 181 y 210 días.	18.426	7.185.683	(2.728.784)	2.902	1.064.708	(456.906)	8.250.391	(3.185.690)
Entre 211 y 250 días.	24.116	9.816.477	(3.935.185)	4.361	1.308.261	(593.384)	11.124.738	(4.528.569)
Más de 250 días.	608.725	206.139.805	(134.418.808)	119.795	39.240.049	(27.033.677)	245.379.854	(161.452.485)
Sub total vencidos	1.215.663	353.000.812	(152.318.746)	158.571	79.611.941	(29.744.169)	432.612.753	(182.062.915)
Total	1.692.492	594.418.022	(153.131.127)	420.435	159.133.260	(30.889.017)	753.551.282	(184.020.144)

31-12-2025								
Tramos de deudas	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada (1).		170.731.436					170.731.436	
Por vencer (2).	488.821	102.956.898	(753.622)	268.241	104.183.629	(16.379.184)	207.140.527	(17.132.806)
Sub total por vencer	488.821	273.688.334	(753.622)	268.241	104.183.629	(16.379.184)	377.871.963	(17.132.806)
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días.	371.897	73.376.588	(834.359)	10.603	3.541.645	(91.769)	76.918.233	(926.128)
Entre 31 y 60 días.	97.142	26.732.173	(902.754)	5.554	1.496.968	(97.342)	28.229.141	(1.000.096)
Entre 61 y 90 días.	37.295	15.228.286	(2.846.002)	4.614	1.431.662	(347.620)	16.659.948	(3.193.622)
Entre 91 y 120 días.	28.134	11.164.402	(2.779.730)	4.346	1.084.403	(335.830)	12.248.805	(3.115.560)
Entre 121 y 150 días.	23.510	12.532.291	(3.748.775)	3.927	1.035.044	(357.543)	13.567.335	(4.106.318)
Entre 151 y 180 días.	20.764	8.674.765	(3.113.206)	3.279	977.752	(372.135)	9.652.517	(3.485.341)
Entre 181 y 210 días.	18.914	8.045.056	(3.089.527)	2.978	1.022.594	(423.288)	9.067.650	(3.512.815)
Entre 211 y 250 días.	24.739	9.151.779	(3.745.218)	4.471	1.143.292	(514.259)	10.295.071	(4.259.477)
Más de 250 días.	623.639	176.818.184	(109.661.486)	122.695	32.022.906	(22.069.516)	208.841.090	(131.731.002)
Sub total vencidos	1.246.034	341.723.524	(130.721.057)	162.467	43.756.266	(24.609.302)	385.479.790	(155.330.359)
Total	1.734.855	615.411.858	(131.474.679)	430.708	147.939.895	(40.988.486)	763.351.753	(172.463.165)

- (1) Vendida y no facturada: Corresponde a la estimación de energía por facturar que ha sido suministrada hasta la fecha de cierre de los estados financieros.
- (2) Por vencer: Corresponde a las facturas y boletas emitidas que al cierre de los estados financieros se encuentran sin vencer su fecha de pago.
- (3) Vencidos: Corresponde a las facturas y boletas emitidas que al cierre de los estados financieros tienen como mínimo un día de morosidad con respecto a su fecha de vencimiento.

8.4.- Cartera protestada y en cobranza judicial.

La cartera protestada y en cobranza judicial al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 es la siguiente, las cuales forman parte de la cartera morosa:

30-06-2026				
Cartera en cobranza judicial	Documentos por cobrar en cartera protestada, cartera no securitizada		Documentos por cobrar en cobranza judicial, cartera no securitizada	
	N°	M\$	N°	M\$
Cartera protestada o en cobranza judicial.	335	3.004.045	4.852	71.177.888
Total	335	3.004.045	4.852	71.177.888

31-12-2025				
Cartera en cobranza judicial	Documentos por cobrar en cartera protestada, cartera no securitizada		Documentos por cobrar en cobranza judicial, cartera no securitizada	
	N°	M\$	N°	M\$
Cartera protestada o en cobranza judicial.	326	2.915.463	2.405	60.771.774
Total	326	2.915.463	2.405	60.771.774

8.5.- Provisión y castigos.

El detalle de la provisión y castigo de la cartera no repactada y repactada al 30 de junio de 2026 y 2025 es la siguiente:

Provisión y castigos	01-01-2026	01-01-2025	01-04-2026	01-04-2025
	30-06-2026	30-06-2025	30-06-2026	30-06-2025
	M\$	M\$	M\$	M\$
Provisión cartera no repactada.	(21.646.064)	(23.911.939)	(10.526.781)	(11.440.310)
Provisión cartera repactada.	10.928.787	1.322.881	(1.014.363)	2.844.714
Total	(10.717.277)	(22.589.058)	(11.541.144)	(8.595.596)

8.6.- Número y monto de operaciones.

El número y monto de operaciones al 30 de junio de 2026 y 2025 es el siguiente por segmento venta de energía eléctrica:

Segmentos de ventas	Operaciones	01-01-2026	Operaciones	01-04-2026
	N°	30-06-2026	N°	30-06-2026
		M\$		
		M\$		
Ventas de energía eléctrica Chile.	20.792.520	1.171.385.792	10.145.332	593.308.615
Total	20.792.520	1.171.385.792	10.145.332	593.308.615

Segmentos de ventas	Operaciones	01-01-2025	Operaciones	01-04-2025
	N°	30-06-2025	N°	30-06-2025
		M\$		
		M\$		
Ventas de energía eléctrica Chile.	20.299.588	1.204.819.231	10.336.256	608.746.687
Total	20.299.588	1.204.819.231	10.336.256	608.746.687

9.- CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.

Las transacciones con empresas relacionadas son por lo general de pago/cobro inmediato o hasta 90 días, y no están sujetas a condiciones especiales. Estas operaciones se ajustan a lo establecido en el Título XVI de la Ley N° 18.046, sobre Sociedades Anónimas.

Los traspasos de fondos de corto plazo desde y hacia la matriz, que no correspondan a cobro o pago de servicios, se estructuran bajo un sistema de tesorería centralizada, estableciéndose para el saldo mensual una tasa de interés variable, de acuerdo a las condiciones del mercado.

Con fecha 14 de diciembre de 2023, la Sociedad firmó un contrato de crédito con el controlador State Grid Chile Electricity SpA. Mediante este contrato el acreedor puso a disposición de Compañía General de Electricidad S.A. un préstamo intercompañía por un monto de M\$ 19.964.000, el cual devengará una tasa de interés anual equivalente a 9,13%, con vencimiento al 12 de junio de 2024. Los intereses ordinarios devengados se pagarán trimestralmente los días 12 de marzo de 2024 y 12 de junio de 2024. El contrato no supone ni involucra la constitución de garantías de ningún tipo. Con fecha 12 de junio de 2024, la Sociedad firmó un contrato de extensión de plazo del crédito con el controlador State Grid Chile Electricity SpA., el cual devengará una tasa de interés anual equivalente a 5,486%, con vencimiento al 25 de junio de 2025. Los intereses ordinarios devengados se pagarán los días 12 de septiembre de 2024, 12 de diciembre de 2024, 12 de marzo de 2025, 12 de junio de 2025 y 25 de junio de 2025. El contrato no supone ni involucra la constitución de garantías de ningún tipo. Con fecha 24 de junio de 2025, la Sociedad firmó un contrato de extensión de plazo del crédito con el controlador State Grid Chile Electricity SpA., el cual devengará una tasa de interés anual equivalente a 5,075%, con vencimiento al 12 de junio de 2028. Los intereses ordinarios devengados se pagarán los días 12 de septiembre de 2025, 12 de diciembre de 2025, 12 de marzo de 2026, 12 de junio de 2026, 12 de septiembre de 2026, 12 de diciembre de 2026, 12 de marzo de 2027, 12 de junio de 2027, 12 de septiembre de 2027, 12 de diciembre de 2027, 12 de marzo de 2028 y 12 de junio de 2028. El contrato no supone ni involucra la constitución de garantías de ningún tipo.

Con fecha 14 de diciembre de 2023, la Sociedad firmó un contrato de crédito con el controlador State Grid Chile Electricity SpA. Mediante este contrato el acreedor puso a disposición de Compañía General de Electricidad S.A. un préstamo intercompañía por un monto de M\$ 35.400.000, el cual devengará una tasa de interés anual equivalente a 9,08%, con vencimiento al 12 de junio de 2024. Los intereses ordinarios devengados se pagarán trimestralmente los días 12 de marzo de 2024 y 12 de junio de 2024. El contrato no supone ni involucra la constitución de garantías de ningún tipo. Con fecha 14 de junio de 2024, la Sociedad firmó un contrato de extensión de plazo del crédito con el controlador State Grid Chile Electricity SpA., el cual devengará una tasa de interés anual equivalente a 5,486%, con vencimiento al 26 de junio de 2025. Los intereses ordinarios devengados se pagarán los días 16 de septiembre de 2024, 16 de diciembre de 2024, 17 de marzo de 2025, 17 de junio de 2025 y 26 de junio de 2025. El contrato no supone ni involucra la constitución de garantías de ningún tipo. Con fecha 24 de junio de 2025, la Sociedad firmó un contrato de extensión de plazo del crédito con el controlador State Grid Chile Electricity SpA., el cual devengará una tasa de interés anual equivalente a 5,075%, con vencimiento al 12 de junio de 2028. Los intereses ordinarios devengados se pagarán los días 12 de septiembre de 2025, 12 de diciembre de 2025, 12 de marzo de 2026, 12 de junio de 2026, 12 de septiembre de 2026, 12 de diciembre de 2026, 12 de marzo de 2027, 12 de junio de 2027, 12 de septiembre de 2027, 12 de diciembre de 2027, 12 de marzo de 2028 y 12 de junio de 2028. El contrato no supone ni involucra la constitución de garantías de ningún tipo.

Con fecha 14 de diciembre de 2023, la Sociedad firmó un contrato de crédito con el controlador State Grid Chile Electricity SpA. Mediante este contrato el acreedor puso a disposición de Compañía General de Electricidad S.A. un préstamo intercompañía por un monto de M\$ 70.720.000, el cual devengará una tasa de interés anual equivalente a 9,13%, con vencimiento al 12 de junio de 2024. Los intereses ordinarios devengados se pagarán trimestralmente los días 12 de marzo de 2024 y 12 de junio de 2024. El contrato no supone ni involucra la constitución de garantías de ningún tipo. Con fecha 14 de junio de 2024, la Sociedad firmó un contrato de extensión de plazo del crédito con el controlador State Grid Chile Electricity SpA., el cual devengará una tasa de interés anual equivalente a 5,486%, con vencimiento al 26 de junio de 2025. Los intereses ordinarios devengados se pagarán los días 16 de septiembre de 2024, 16 de diciembre de 2024, 17 de marzo de 2025, 17 de junio de 2025 y 26 de junio de 2025. El contrato no supone ni involucra la constitución de garantías de ningún tipo. Con fecha 24 de junio de 2025, la Sociedad firmó un contrato de extensión de plazo del crédito con el controlador State Grid Chile Electricity SpA., el cual devengará una tasa de interés anual equivalente a 5,075%, con vencimiento al 12 de junio de 2028. Los intereses ordinarios devengados se pagarán los días 12 de septiembre de 2025, 12 de diciembre de 2025, 12 de marzo de 2026, 12 de junio de 2026, 12 de septiembre de 2026, 12 de diciembre de 2026, 12 de marzo de 2027, 12 de junio de 2027, 12 de septiembre de 2027, 12 de diciembre de 2027, 12 de marzo de 2028 y 12 de junio de 2028. El contrato no supone ni involucra la constitución de garantías de ningún tipo.

Con fecha 15 de diciembre de 2023, la Sociedad firmó un contrato de crédito con el controlador State Grid Chile Electricity SpA. Mediante este contrato el acreedor puso a disposición de Compañía General de Electricidad S.A. un préstamo intercompañía por un monto de M\$ 23.916.000, el cual devengará una tasa de interés anual equivalente a 9,13%, con vencimiento al 17 de junio de 2024. Los intereses ordinarios devengados se pagarán trimestralmente los días 15 de marzo de 2024 y 17 de junio de 2024. El contrato no supone ni involucra la constitución de garantías de ningún tipo. Con fecha 17 de junio de 2024, la Sociedad firmó un contrato de extensión de plazo del crédito con el controlador State Grid Chile Electricity SpA., el cual devengará una tasa de interés anual equivalente a 5,486%, con vencimiento al 12 de junio de 2025. Los intereses ordinarios devengados se pagarán los días 17 de septiembre de 2024, 17 de diciembre de 2024, 17 de marzo de 2025 y 12 de junio de 2025. El contrato no supone ni involucra la constitución de garantías de ningún tipo. Con fecha 11 de junio de 2025 la Sociedad firmó un contrato de extensión de plazo del crédito con el controlador State Grid Chile Electricity SpA., el cual devengará una tasa de interés anual equivalente a 5,075%, con vencimiento al 12 de junio de 2028. Los intereses ordinarios devengados se pagarán los días 12 de septiembre de 2025, 12 de diciembre de 2025, 12 de marzo de 2026, 12 de junio de 2026, 12 de septiembre de 2026, 12 de diciembre de 2026, 12 de marzo de 2027, 12 de junio de 2027, 12 de septiembre de 2027, 12 de diciembre de 2027, 12 de marzo de 2028 y 12 de junio de 2028. El contrato no supone ni involucra la constitución de garantías de ningún tipo.

Con fecha 18 de junio de 2025, la Sociedad firmó un contrato de crédito con State Grid Europe Limited. Mediante este contrato el acreedor puso a disposición de Compañía General de Electricidad S.A. un préstamo EUR \$ 73.000.000, el cual devengará una tasa de interés Euribor para 3 meses más un spread de 40 puntos base, con vencimiento al 19 de junio de 2027. Los intereses ordinarios devengados se pagarán trimestralmente los días 19 de septiembre de 2025, 19 de diciembre de 2025, 19 de marzo de 2026, 19 de junio de 2026, 19 de septiembre de 2026, 19 de diciembre de 2026, 19 de marzo de 2027 y 19 de junio de 2027. El contrato no supone ni involucra la constitución de garantías de ningún tipo.

Con fecha 23 de septiembre de 2025, la Sociedad firmó un contrato de crédito con State Grid Europe Limited. Mediante este contrato el acreedor puso a disposición de Compañía General de Electricidad S.A. un préstamo EUR \$ 45.000.000, el cual devengará una tasa de interés Euribor para 3 meses más un spread de 40 puntos base, con vencimiento al 20 de septiembre de 2028. Los intereses ordinarios devengados se pagarán trimestralmente los días 20 de diciembre de 2025, 20 de marzo de 2026, 20 de junio de 2026, 20 de septiembre de 2026, 20 de marzo de 2027, 20 de junio de 2027, 20 de septiembre de 2027, 20 de diciembre de 2027, 20 de marzo de 2028, 20 de junio de 2028 y 20 de septiembre de 2028. El contrato no supone ni involucra la constitución de garantías de ningún tipo.

Con fecha 24 de octubre de 2025, la Sociedad firmó un contrato de crédito con State Grid Europe Limited. Mediante este contrato el acreedor puso a disposición de Compañía General de Electricidad S.A. un préstamo EUR \$ 35.000.000, el cual devengará una tasa de interés Euribor para 3 meses más un spread de 40 puntos base, con vencimiento al 20 de septiembre de 2028. Los intereses ordinarios devengados se pagarán trimestralmente los días 20 de diciembre de 2025, 20 de marzo de 2026, 20 de junio de 2026, 20 de septiembre de 2026, 20 de marzo de 2027, 20 de junio de 2027, 20 de septiembre de 2027, 20 de diciembre de 2027, 20 de marzo de 2028, 20 de junio de 2028 y 20 septiembre de 2028. El contrato no supone ni involucra la constitución de garantías de ningún tipo.

Compañía General de Electricidad S.A., tiene como política informar todas las transacciones que efectúa con partes relacionadas durante el período o ejercicio, con excepción de los dividendos pagados, aportes de capital recibidos, los cuales no se entienden como transacciones.

Al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 no existen garantías otorgadas o recibidas en dichas operaciones.

9.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.

9.1.1.- Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

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

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes	
							30-06-2026 M\$	31-12-2025 M\$	30-06-2026 M\$	31-12-2025 M\$
76.306.442-5	Eletrans II S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	1.583	1.890		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	62.948	62.878		
77.302.440-5	Tecnored S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	15.158	13.114		
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	38.708	8.179		
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA.	Chile	Venta de energía	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	24.618			
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA.	Chile	Recuperación de gastos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$		14.359		
77.332.779-3	State Grid Chile Electricity SpA.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz	CL \$	5.144			
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	128.218	1.403.112		
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	37.446	174.256		
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Tesorería centralizada	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	2.886.957			
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Arriendo de propiedades	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$		3.948		
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	18.295	11.254		
96.813.520-1	Chilquinta Distribución S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	1.614			
96.813.520-1	Chilquinta Distribución S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	5.512			
96.813.520-1	Chilquinta Distribución S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	753	7.630		
96.866.680-0	Luz Parral S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	282			
96.884.450-4	Luz Linares S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	162.647	166.971		
77.125.502-7	State Grid Chile Holding SpA.	Chile	Tesorería centralizada	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	5.736.664			
Totales							9.126.547	1.867.591	0	0

9.1.2.- Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

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

R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes	
							30-06-2026 M\$	31-12-2025 M\$	30-06-2026 M\$	31-12-2025 M\$
0-E	State Grid Europe Limited	Reino Unido	Intereses devengados	Hasta un año	Matriz común	EUR \$	127.243	127.062		
0-E	State Grid Europe Limited	Reino Unido	Préstamo recibido	Más de un año	Matriz común	EUR \$	76.903.310		83.428.413	162.692.540
0-E	State Grid International Leasing Company Limited	China	Arriendos intangibles	Más de un año	Matriz común	CNH \$	301.031	275.264	1.192.118	1.142.260
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Tesorería centralizada	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	9.395.288	4.881.573		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$		1.344.193		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	74.758	6.818		
77.302.440-5	Tecnored S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	95.233	124.710		
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$		26.012		
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA.	Chile	Recuperación de gastos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	55.018	57.455		
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA.	Chile	Arriendo de equipos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$		213.548		
77.332.779-3	State Grid Chile Electricity SpA.	Chile	Dividendos por pagar	Hasta 90 días	Matriz	CL \$		3.497.200		
77.332.779-3	State Grid Chile Electricity SpA.	Chile	Préstamo recibido	Más de un año	Matriz	CL \$			150.000.000	150.000.000
77.332.779-3	State Grid Chile Electricity SpA.	Chile	Intereses devengados	Hasta un año	Matriz	CL \$	401.771	422.917		
77.402.186-8	Chilquinta Servicios S.A.	Chile	Arriendos intangibles	Más de un año	Matriz Común	UF	3.191.330	3.389.678	13.259.993	14.485.929
77.402.186-8	Chilquinta Servicios S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz Común	UF	15.317	14.927		
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Tesorería centralizada	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	12.450.061	33.911.942		
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	2.194			
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	59.760	53.066		
81.533.000-5	Danilo Jordán S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Hasta 90 días	Director de Subsidiaria	CL \$	2.470			
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	2.522.347	3.001.585		
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	763.189	1.487.959		
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Tesorería centralizada	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$		38.173		
96.884.450-4	Luz Linares S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$		12		
96.866.680-0	Luz Parral S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$		91.367		
77.125.502-7	State Grid Chile Holding SpA.	Chile	Tesorería centralizada	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$		22.042.781		
TOTALES							106.360.320	75.008.242	247.880.524	328.320.729

9.1.3.- Transacciones con relacionadas y sus efectos en resultados.

Se presentan las operaciones y sus efectos en resultados por los períodos terminados al 30 de junio de 2026 y 2025.

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2026 30-06-2026		01-01-2025 30-06-2025		01-04-2026 30-06-2026		01-04-2025 30-06-2025	
						Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono
						M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
0-E	State Grid Europe Limited	Reino Unido	Matriz común	Intereses préstamo recibido	EUR \$	2.005.928	(2.005.928)	64.520	(64.520)	1.040.436	(1.040.436)	64.520	(64.520)
0-E	State Grid Europe Limited	Reino Unido	Matriz común	Tipo de cambio préstamo recibido	EUR \$	2.639.250	2.639.250	719.050	(719.050)	2.582.640	2.695.860	719.050	(719.050)
0-E	State Grid Europe Limited	Reino Unido	Matriz común	Amortización ITE préstamo	EUR \$			629.786				629.786	
0-E	State Grid Europe Limited	Reino Unido	Matriz común	Préstamo recibido	EUR \$			79.164.850				79.164.850	
76.230.505-4	Eletrans S.A.	Chile	Matriz común	Cargo único troncal	CL \$	808.369	(808.369)	1.893.536	(1.893.536)	418.877	(418.877)	927.493	(927.493)
76.306.442-5	Eletrans II S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	8.946	8.946	8.536	8.536	3.454	3.454	4.310	4.310
76.306.442-5	Eletrans II S.A.	Chile	Matriz común	Cargo único troncal	CL \$	219.871	(219.871)	618.480	(618.480)	48.505	(48.505)	301.651	(301.651)
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Servicios administrativos	CL \$	9.891.668	(9.891.668)	8.057.240	(8.057.240)	5.831.304	(5.831.304)	3.998.901	(3.998.901)
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Servicios comerciales	CL \$	658.685	(658.685)	758.624	(758.624)	332.367	(332.367)	321.377	(321.377)
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Servicios operativos	CL \$	4.253.324	(4.253.324)	3.887.789	(3.887.789)	2.146.197	(2.146.197)	2.075.230	(2.075.230)
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Servicios operativos	CL \$	22.226	22.226	21.541	21.541	11.215	11.215	10.844	10.844
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Servicios administrativos	CL \$	57.331	57.331	55.563	55.563	28.929	28.929	27.973	27.973
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Tesorería centralizada (cargos)	CL \$			3.579.013		193.696		137.511	
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Tesorería centralizada (abonos)	CL \$	4.513.715				4.513.715			
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Gastos por intereses tesorería centralizada	CL \$	92.527	(92.527)	73.423	(73.423)	49.611	(49.611)	16.918	(16.918)
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Ingresos por intereses tesorería centralizada	CL \$			1.245	1.245			1.245	1.245
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por arriendo de propiedades	CL \$	23.644	23.644	23.555	23.555	12.217	12.217	11.864	11.864
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Servicios informáticos	CL \$	1.562.358	1.562.358	1.514.161	1.514.161	788.355	788.355	762.287	762.287
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por arriendo equipos microinformáticos	CL \$	9.986	9.986	8.037	8.037	5.022	5.022	4.879	4.879
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por servicio de comunicación	CL \$	26.088	26.088	27.581	27.581	12.561	12.561	14.525	14.525
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Construcción de redes eléctricas	CL \$	1.401.206		1.357.980		707.039		683.660	
76.680.107-2	Compañía Transmisora del Norte Grande S.A.	Chile	Matriz común	Cargo único troncal	CL \$	556.480	(556.480)	593.309	(593.309)	274.736	(274.736)	309.183	(309.183)
76.763.747-0	Eletrans III S.A.	Chile	Matriz común	Cargo único troncal	CL \$	591.705	(591.705)	539.352	(539.352)	319.592	(319.592)	243.138	(243.138)
76.954.578-6	Transquinta S.A.	Chile	Matriz común	Cargo único troncal	CL \$	318.957	(318.957)	197.878	(197.878)	160.605	(160.605)	85.111	(85.111)
77.125.502-7	State Grid Chile Holding SpA.	Chile	Matriz común	Gastos por intereses tesorería centralizada	CL \$	110.885	(110.885)						
77.125.502-7	State Grid Chile Holding SpA.	Chile	Matriz común	Tesorería centralizada (cargos)	CL \$	27.779.444							
77.125.502-7	State Grid Chile Holding SpA.	Chile	Matriz común	Ingresos por intereses tesorería centralizada	CL \$	1.036.829	1.036.829						
77.302.440-5	Tecnored S.A.	Chile	Matriz común	Compra de materiales y equipos	CL \$	1.403.604		2.705.143		408.263		2.041.723	
77.302.440-5	Tecnored S.A.	Chile	Matriz común	Operación y mantenimiento de líneas y redes	CL \$	13.011	(13.011)			3.511	(3.511)		
77.302.440-5	Tecnored S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	72.871	72.871	68.361	68.361	26.878	26.878	34.944	34.944

R.U.T. (continuación)	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2026 30-06-2026		01-01-2025 30-06-2025		01-04-2026 30-06-2026		01-04-2025 30-06-2025	
						Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono
						M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
77.302.440-5	Tecnored S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por servicios de subtransmisión	CL \$	58	58	68	68	58	58	68	68
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA.	Chile	Matriz común	Servicios comerciales	CL \$	57.621	57.621	55.842	55.842	29.075	29.075	28.114	28.114
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA.	Chile	Matriz común	Servicios operativos	CL \$	44.417	44.417	43.047	43.047	22.413	22.413	21.671	21.671
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA.	Chile	Matriz común	Servicios sistemas de información	CL \$	197.069	197.069	190.989	190.989	99.440	99.440	96.151	96.151
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	480.087	480.087	357.430	357.430	263.229	263.229	139.748	139.748
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA.	Chile	Matriz común	Arriendo de equipos	CL \$	537.500	(537.500)	889.607	(889.607)			535.644	(535.644)
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA.	Chile	Matriz común	Recuperación de gastos	CL \$	37.123		25.194		27.366		21.041	
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA.	Chile	Matriz común	Construcción de obras	CL \$	402.195				359.987			
77.332.779-3	State Grid Chile Electricity SpA.	Chile	Matriz	Intereses préstamo recibido	CL \$	3.827.396	(3.827.396)	4.496.690	(4.496.690)	1.924.271	(1.924.271)	2.031.635	(2.031.635)
77.332.779-3	State Grid Chile Electricity SpA.	Chile	Matriz	Ingreso por servicios informáticos	CL \$	25.511	25.511	24.723	24.723	12.873	12.873	12.446	12.446
77.402.186-8	Chilquinta Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de intangibles	UF	2.126.694		2.055.353		1.073.115		1.031.897	
77.402.186-8	Chilquinta Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Intereses arriendo de intangibles	UF	645.176	(645.176)	729.689	(729.689)	318.554	(318.554)	361.079	(361.079)
77.402.186-8	Chilquinta Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Tipo de cambio arriendo de intangibles	UF	468.908		388.303		420.004		149.268	
77.402.187-6	Chilquinta Transmisión S.A.	Chile	Matriz común	Cargo único troncal	CL \$	2.557.136	(2.557.136)	2.297.327	(2.297.327)	1.389.232	(1.389.232)	1.106.263	(1.106.263)
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz común	Servicios operativos	CL \$	69.858	(69.858)	67.702	(67.702)	35.250	(35.250)	67.702	(67.702)
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz común	Cargo único troncal	CL \$	33.325.497	(33.325.497)	36.167.237	(36.167.237)	16.975.702	(16.975.702)	15.607.730	(15.607.730)
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz común	Servicios administrativos	CL \$	17.586	17.586	17.042	17.042	8.874	8.874	8.580	8.580
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz común	Servicios comerciales	CL \$	86.952	86.952	84.270	84.270	43.876	43.876	42.425	42.425
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz común	Servicios operativos	CL \$	698.255	698.255	676.716	676.716	352.335	352.335	307.067	307.067
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz común	Servicios sistemas de información	CL \$	3.472.768	3.472.768	3.365.636	3.365.636	1.752.334	1.752.334	1.694.391	1.694.391
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por arriendo de equipos de generación	CL \$	548.568	548.568	520.929	520.929	548.568	548.568	266.849	266.849
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz común	Recuperación de gastos	CL \$	12.629		52.421				1.368	
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz común	Venta de materiales y equipos eléctricos	CL \$	2.136	2.136	5.685	5.685			2.185	2.185
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por servicios de subtransmisión	CL \$	58	58			33	33		
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz común	Venta de activo	CL \$	12.405							
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz común	Tesorería centralizada (abonos)	CL \$			35.769.044				30.847.369	
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz común	Tesorería centralizada (cargos)	CL \$	21.461.882				20.016.874			
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz común	Ingresos por intereses tesorería centralizada	CL \$	21	21	648.221	648.221	21	21	234.129	234.129
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz común	Gastos por intereses tesorería centralizada	CL \$	557.153	(557.153)	22.526	(22.526)	224.904	(224.904)	18.185	(18.185)
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de propiedades	CL \$	398.516	(398.516)	386.511	(386.511)	200.474	(200.474)	194.671	(194.671)
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	810.910	810.910	504.127	504.127	477.650	477.650	235.799	235.799
77.470.427-2	Luz Parral Transmisión S.A.	Chile	Matriz común	Cargo único troncal	CL \$	272.143	(272.143)	317.596	(317.596)	139.865	(139.865)	131.786	(131.786)
77.470.446-9	Litoral Transmisión S.A.	Chile	Matriz común	Cargo único troncal	CL \$	42.440	(42.440)	27.463	(27.463)	23.057	(23.057)	15.922	(15.922)
78.512.190-2	Energy Sur Ingeniería S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	17.834	17.834	11.458	11.458	4.324	4.324	5.560	5.560

R.U.T. (continuación)	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2026 30-06-2026		01-01-2025 30-06-2025		01-04-2026 30-06-2026		01-04-2025 30-06-2025	
						Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono
						M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz común	Compra de materiales y equipos	CL \$	4.419.623		2.965.642		2.796.698		2.460.058	
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz común	Servicios operativos	CL \$	14.818	14.818	14.000	14.000	7.477	7.477	6.870	6.870
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz común	Tesorería centralizada (cargos)	CL \$	2.925.130				1.168.173			
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz común	Tesorería centralizada (abonos)	CL \$			4.963.096				4.211.742	
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz común	Ingresos por intereses tesorería centralizada	CL \$	46.202	46.202	148	148	38.268	38.268		
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz común	Gastos por intereses tesorería centralizada	CL \$	654	(654)	23.241	(23.241)	1	1	21.740	(21.740)
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por arriendo de propiedades	CL \$	23.902	23.902	23.182	23.182	12.024	12.024	11.676	11.676
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz común	Operación y mantenimiento de líneas y redes	CL \$	10.923.652	(10.923.652)	16.128.823	(16.128.823)	5.650.954	(5.650.954)	8.408.513	(8.408.513)
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz común	Mantenición de equipos eléctricos	CL \$	22.095		42.815		22.095		5.639	
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	79	79	90	90	6	6	46	46
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz común	Cobro de multas	CL \$			4.503	(4.503)			4.503	(4.503)
91.344.000-5	Compañía Eléctrica del Litoral S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por servicios de subtransmisión	CL \$	64.353	64.353	92.356	92.356	24.221	24.221	31.957	31.957
91.344.000-5	Compañía Eléctrica del Litoral S.A.	Chile	Matriz común	Equidad tarifaria residencial	CL \$	27.577	(27.577)	29.638	(29.638)	11	(11)	29.638	(29.638)
96.766.110-4	Energía de Casablanca S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por servicios de subtransmisión	CL \$	72.568	72.568	37.836	37.836	54.828	54.828	12.892	12.892
96.766.110-4	Energía de Casablanca S.A.	Chile	Matriz común	Cargo único troncal	CL \$			21	(21)			21	(21)
96.813.520-1	Chilquinta Distribución S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por servicios de subtransmisión	CL \$	1.675	1.675	631.267	631.267	1.357	1.357	7.953	7.953
96.813.520-1	Chilquinta Distribución S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	13.593	13.593	11.600	11.600	7.935	7.935	5.377	5.377
96.813.520-1	Chilquinta Distribución S.A.	Chile	Matriz común	Equidad tarifaria residencial	CL \$	1.505	(1.505)	334	(334)	1.505	(1.505)	78	(78)
96.866.680-0	Luz Parral S.A.	Chile	Matriz común	Servicios de subtransmisión	CL \$	26.117	(26.117)	8.035	(8.035)			5.506	(5.506)
96.866.680-0	Luz Parral S.A.	Chile	Matriz común	Equidad tarifaria residencial	CL \$	919.798	(919.798)	1.013.662	(1.013.662)	521.279	(521.279)	624.425	(624.425)
96.866.680-0	Luz Parral S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por servicios de subtransmisión	CL \$	75.319	75.319	91.688	91.688	27.710	27.710	32.752	32.752
96.866.680-0	Luz Parral S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	10.853	10.853	11.208	11.208	3.194	3.194	5.349	5.349
96.884.450-4	Luz Linares S.A.	Chile	Matriz común	Servicios de subtransmisión	CL \$	34.439	(34.439)	23.752	(23.752)			16.759	(16.759)
96.884.450-4	Luz Linares S.A.	Chile	Matriz común	Equidad tarifaria residencial	CL \$	1.044.661	(1.044.661)	1.261.430	(1.261.430)	582.491	(582.491)	722.747	(722.747)
96.884.450-4	Luz Linares S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por servicios de subtransmisión	CL \$	31.064	31.064	66.527	66.527	8.900	8.900	15.344	15.344
96.884.450-4	Luz Linares S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	25.186	25.186	23.708	23.708	9.230	9.230	11.667	11.667
96.884.450-4	Luz Linares S.A.	Chile	Matriz común	Compra de energía y potencia	CL \$	2	(2)	11	(11)	2	(2)		
0-E	State Grid International Leasing Company Limited	China	Matriz común	Intereses arriendo de equipos	CNH \$	14.140	(14.140)			4.948	(4.948)		
0-E	State Grid International Leasing Company Limited	China	Matriz común	Tipo de cambio arriendo de equipos	CNH \$	48.402	(48.402)			232	(232)		

9.2.- Directorio y gerencia de la sociedad.

Con fecha 22 de abril de 2026 se celebró la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad en la cual, entre otros acuerdos, se procedió a la renovación total del directorio de la misma, quedando designados por un período de 3 años los siguientes directores:

Yan Dai
Shang Jingfu
Futao Huang
Ran Zhang
Nicolás Eyzaguirre Guzmán

En Sesión de Directorio del 30 de abril de 2026 se procedió a la designación del Presidente, quedando compuesto el Directorio de la siguiente forma:

Yan Dai	Presidente
Shang Jingfu	Director
Futao Huang	Director
Ran Zhang	Director
Nicolás Eyzaguirre Guzmán	Director

9.2.1.- Remuneración del Directorio.

En Junta Ordinaria de accionistas celebrada el 22 de abril de 2026, se determinó y aprobó la remuneración del directorio para el ejercicio 2026 de acuerdo a lo siguiente:

- Una remuneración fija mensual, a todo evento equivalente a 75 Unidades de Fomento para cada miembro del Directorio, correspondiéndole al Presidente el equivalente a 1,5 veces dicha cantidad.
- Una remuneración ascendente a 37,5 Unidades de Fomento por cada Sesión Ordinaria de Directorio a la que deban asistir.
- Una remuneración ascendente a 75 Unidades de Fomento por cada Sesión Extraordinaria de Directorio a la que deban asistir.

Las remuneraciones pagadas al 30 de junio de 2026 y 2025 son las siguientes:

Nombre	Cargo	01-01-2026	01-01-2025	01-04-2026	01-04-2025
		30-06-2026	30-06-2025	30-06-2026	30-06-2025
		Dieta directorío M\$	Dieta directorío M\$	Dieta directorío M\$	Dieta directorío M\$
Nicolás Eyzaguirre Guzmán	Director	26.971	29.110	13.559	16.115
Totales		26.971	29.110	13.559	16.115

Las remuneraciones correspondientes al Directorio y Comité de Directores de subsidiarias ascendieron a M\$ 101.859 al 30 de junio de 2026 y M\$ 73.360 al 30 de junio de 2025.

Durante los período terminados al 30 de junio de 2026 y 2025 no se han pagado remuneraciones a los directores que representan al controlador, por renuncia expresa a ella.

9.2.2.- Remuneración del equipo gerencial.

Las remuneraciones con cargo a resultados del equipo gerencial de la sociedad ascienden a M\$ 223.575 al 30 de junio de 2026 (M\$ 224.820 al 30 de junio de 2025).

Las remuneraciones con cargo a resultados del equipo gerencial de subsidiarias ascienden a M\$ 180.586 al 30 de junio de 2026 (M\$ 161.014 al 30 de junio de 2025).

Compañía General de Electricidad S.A. y las subsidiarias tienen establecido, para sus ejecutivos, un plan de incentivo por cumplimiento de objetivos individuales de aportación a los resultados de las sociedades, estos incentivos están estructurados en un mínimo y máximo de remuneraciones brutas y son canceladas una vez al año.

10.- INVENTARIOS.

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

Clases de inventarios	Corriente		No corriente	
	30-06-2026 M\$	31-12-2025 M\$	30-06-2026 M\$	31-12-2025 M\$
Suministros para la producción.	4.513.821	3.970.070		
Suministros para mantención.	554.275	482.527		
Total	5.068.096	4.452.597	0	0

Al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 no hay inventarios pignorados en garantía del cumplimiento de deudas contraídas.

10.1.- Información adicional de inventarios.

Otra información de inventarios	Corrientes			
	01-01-2026 30-06-2026 M\$	01-01-2025 30-06-2025 M\$	01-04-2026 30-06-2026 M\$	01-04-2025 30-06-2025 M\$
Costos de inventarios reconocidos como gastos durante el período o ejercicio.	(2.816.972)	(2.192.533)	(1.632.047)	(1.270.287)

Las reversiones, en caso de existir, están dadas por liquidaciones de inventarios y reversos de la provisión por deterioro dado por el incremento en el valor neto realizable.

11.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.

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

Activos, pasivos por impuestos	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2026 M\$	31-12-2025 M\$	30-06-2026 M\$	31-12-2025 M\$
Activos por impuestos				
Pagos provisionales mensuales.	388.603	628.330		
Impuestos por recuperar ejercicios anteriores.	54.537	89.185		
Créditos al impuesto.	246.000	202.700		
Incentivo al desarrollo regiones extremas.	127.414	1.258.126		
Subtotal activos por impuestos	816.554	2.178.341	0	0
Pasivos por impuestos				
Impuesto a la renta de primera categoría.	(2.058.968)	(1.144.097)		
Subtotal pasivos por impuestos	(2.058.968)	(1.144.097)	0	0
Total activos (pasivos) por impuestos	(1.242.414)	1.034.244	0	0

12.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.

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

Otros activos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2026	31-12-2025	30-06-2026	31-12-2025
	M\$	M\$	M\$	M\$
Gastos pagados por anticipado.	4.252.910	2.898.790		
Boletas en garantía.	50.557	43.060		
Otros activos.	116.721	137.346	8.280	8.280
Total	4.420.188	3.079.196	8.280	8.280

Los gastos pagados por anticipado corresponden principalmente anticipos de licenciamiento de software, seguros pagados por anticipado y desembolsos por recuperar de compañías de seguros.

13.- INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.

13.1.- Inversiones en subsidiarias.

13.1.1.- Inversión en subsidiaria contabilizada usando el método de la participación.

La valorización de las inversiones en subsidiarias consolidadas usando el método de la participación se presentan a continuación para efectos informativos.

Al 30 de junio de 2026.

Movimiento de inversiones en sociedades subsidiarias	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01-01-2026 M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 30-06-2026 M\$	Dividendos pagados a participaciones no controladoras M\$
CGE Magallanes S.A.	Chile	CL \$	99,89482 %	99,89482 %	55.258.437	2.251.689	(1.180.174)	23.488	56.353.440	(1.241)
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	CL \$	0,11467 %	0,11467 %	53.853	4.926	(4.209)	49	54.619	(1.887)
Total					55.312.290	2.256.615	(1.184.383)	23.537	56.408.059	(3.128)

Al 31 de diciembre de 2025.

Movimiento de inversiones en sociedades subsidiarias	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01-01-2025 M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2025 M\$	Dividendos pagados a participaciones no controladoras M\$
CGE Magallanes S.A.	Chile	CL \$	99,89482 %	99,89482 %	53.976.950	6.076.047	(4.806.898)	12.338	55.258.437	(5.056)
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	CL \$	0,11467 %	0,11467 %	47.363	13.139	(6.675)	26	53.853	(2.993)
Total					54.024.313	6.089.186	(4.813.573)	12.364	55.312.290	(8.049)

13.1.2.- Información resumida de las subsidiarias consolidadas.

Al 30 de junio de 2026.

Inversiones en sociedades subsidiarias directas	Porcentaje participación	30-06-2026													
		Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos	Patrimonio	Ingresos ordinarios	Costo de ventas	Otros	Ganancia (pérdida) neta	Ganancia (pérdida) controlador	Resultado integral	Resultado Integral controlador
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
CGE Magallanes S.A.	99,89482 %	22.683.150	155.019.377	177.702.527	42.393.952	39.159.415	81.553.367	96.149.160	30.338.275	(20.401.593)	(5.753.999)	4.182.683	2.254.060	4.225.348	2.277.572
Total		22.683.150	155.019.377	177.702.527	42.393.952	39.159.415	81.553.367	96.149.160	30.338.275	(20.401.593)	(5.753.999)	4.182.683	2.254.060	4.225.348	2.277.572

Al 31 de diciembre de 2025.

Inversiones en sociedades subsidiarias directas	Porcentaje participación	31-12-2025													
		Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos	Patrimonio	Ingresos ordinarios	Costo de ventas	Otros	Ganancia (pérdida) neta	Ganancia (pérdida) controlador	Resultado integral	Resultado Integral controlador
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
CGE Magallanes S.A.	99,89482 %	22.979.688	156.885.118	179.864.806	47.230.455	37.881.321	85.111.776	94.753.030	64.057.975	(40.490.180)	(12.341.606)	11.226.189	6.082.444	11.248.583	6.094.795
Total		22.979.688	156.885.118	179.864.806	47.230.455	37.881.321	85.111.776	94.753.030	64.057.975	(40.490.180)	(12.341.606)	11.226.189	6.082.444	11.248.583	6.094.795

14.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTO DE LA PLUSVALÍA.

14.1.- Composición y movimientos de los activos intangibles.

Este rubro está compuesto principalmente por concesiones, servidumbres de paso y software computacionales. Su detalle al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 es el siguiente:

Activos Intangibles	30-06-2026		
	Valores brutos	Amortización acumulada	Valores netos
	M\$	M\$	M\$
Programas informáticos.	107.616.003	(95.478.431)	12.137.572
Otros activos intangibles identificables.	603.226.942	(51.869)	603.175.073
Total	710.842.945	(95.530.300)	615.312.645

Activos Intangibles	31-12-2025		
	Valores brutos	Amortización acumulada	Valores netos
	M\$	M\$	M\$
Programas informáticos.	106.703.933	(92.378.491)	14.325.442
Otros activos intangibles identificables.	603.226.942	(51.393)	603.175.549
Total	709.930.875	(92.429.884)	617.500.991

El detalle de los otros activos intangibles identificables al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 se encuentra en nota 14.1.1.

La amortización acumulada al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 alcanza a M\$ (95.530.300) y M\$ (92.429.884) respectivamente, la que corresponde a los activos intangibles distintos a la plusvalía con vida útil finita.

El detalle de vidas útiles aplicadas en el rubro Intangibles al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 es la siguiente:

Vidas útiles estimadas o tasas de amortización utilizadas	Vida / tasa	Mínima	Máxima
Programas Informáticos.	Vida	1	5
Otros activos intangibles identificables.	Vida	20	20
Servidumbres.	Vida	Indefinida	Indefinida
Concesiones.	Vida	Indefinida	Indefinida

El movimiento de intangibles al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 es el siguiente:

Movimientos en activos intangibles	30-06-2026		
	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2026	14.325.442	603.175.549	617.500.991
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios.	912.071		912.071
Amortización.	(3.099.941)	(476)	(3.100.417)
Cambios, total	(2.187.870)	(476)	(2.188.346)
Saldo final al 30 de junio de 2026	12.137.572	603.175.073	615.312.645

Movimientos en activos intangibles	31-12-2025		
	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2025	17.943.229	603.176.890	621.120.119
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios.	3.746.193		3.746.193
Retiros de servicio.	(1.232)		(1.232)
Amortización.	(7.362.748)	(1.341)	(7.364.089)
Cambios, total	(3.617.787)	(1.341)	(3.619.128)
Saldo final al 31 de diciembre de 2025	14.325.442	603.175.549	617.500.991

14.1.1.- El detalle del importe de activos intangibles identificables individuales significativos y su vida útil o período de amortización al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 es el siguiente:

Detalle de otros activos identificables al 30-06-2026	Importe en libros de activo individual intangible significativo M\$	Explicación del período o ejercicio de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
Concesiones.	599.161.524	Indefinida
Servidumbres.	3.998.815	Indefinida
Servidumbres.	14.734	Definida
Total	603.175.073	

Detalle de otros activos identificables al 31-12-2025	Importe en libros de activo individual intangible significativo M\$	Explicación del período o ejercicio de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
Concesiones.	599.161.524	Indefinida
Servidumbres.	3.998.815	Indefinida
Servidumbres.	15.210	Definida
Total	603.175.549	

El cargo a resultados del período por amortización de intangibles al 30 de junio de 2026 y 2025 es el siguiente:

Línea de partida en el estado de resultados que incluye amortización de activos intangibles identificables	01-01-2026 30-06-2026		01-01-2025 30-06-2025		01-04-2026 30-06-2026		01-04-2025 30-06-2025	
	Programas informáticos	Otros activos intangibles identificables	Programas informáticos	Otros activos intangibles identificables	Programas informáticos	Otros activos intangibles identificables	Programas informáticos	Otros activos intangibles identificables
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Gastos de administración.	3.099.941	476	3.796.746	670	1.469.629	238	1.887.387	335
Total	3.099.941	476	3.796.746	670	1.469.629	238	1.887.387	335

14.2.- Activos intangibles con vida útil indefinida.

14.2.1.- Servidumbres.

Los derechos de servidumbre se presentan al costo. El período de explotación de dichos derechos en general no tiene límite por lo que son considerados activos con una vida útil indefinida, y en consecuencia no están sujetos a amortización.

14.2.2.- Información sobre las concesiones de servicio.

Los derechos de explotación exclusiva de clientes regulados adquiridos a través de combinaciones de negocios han sido determinados en base a los flujos netos estimados a la fecha de adquisición que se recibirán por el uso de dicho activo. Dichos intangibles no se amortizan pues poseen vida útil indefinida, ya que dicha concesión no posee un plazo de expiración.

Las concesiones para establecer operar y explotar las instalaciones de servicio público de distribución de energía eléctrica en Chile registradas, provienen de la valoración de derechos de explotación exclusiva de clientes regulados establecidos en el DFL N°4/20.018 de 2006 del Ministerio de Economía Fomento y Turismo y que fueron adquiridas a través de combinaciones de negocios. Dichas concesiones tienen vida útil indefinida y están sujetas a caducidad sólo si la calidad del servicio suministrado no corresponde a las exigencias preestablecidas en dicho cuerpo normativo o en sus reglamentos, o a las condiciones estipuladas en los decretos de concesión. Por lo tanto, la actividad de distribución de energía eléctrica en Chile constituye un negocio regulado y no una concesión de servicios en los términos de IFRIC 12.

La vida útil de todos los activos intangibles de vida útil indefinida, previamente enunciados es objeto de revisión en cada período para el que se presente información, para determinar si la consideración de vida útil indefinida sigue siendo aplicable. Estos activos se someten a pruebas de deterioro de valor anualmente.

15.- PLUSVALÍA.

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

Rut	Sociedad sobre la cual se mantiene la plusvalía	Fecha de generación plusvalía	Sociedad adquirente	Relación con vendedor	Movimientos 2025		Movimientos 2026
					Saldo al 01-01-2025 M\$	Saldo al 31-12-2025 M\$	Saldo al 30-06-2026 M\$
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y subsidiaria.	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	54.621.000	54.621.000	54.621.000
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	90.592.000	90.592.000	90.592.000
88.221.200-9	Edelmag S.A.	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	8.126.000	8.126.000	8.126.000
76.144.275-9	Emel Norte S.A. y subsidiarias.	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	12.849.000	12.849.000	12.849.000
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	(4.741.767)	(4.741.767)	(4.741.767)
Totales					161.446.233	161.446.233	161.446.233

Las plusvalías registradas se originan de la combinación de negocios por la adquisición de las acciones de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias por Gas Natural Fenosa Chile S.A. (hoy Compañía General de Electricidad S.A.) en noviembre de 2014. Las sociedades sobre las cuales se mantenía la plusvalía Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y subsidiaria, CGE Distribución S.A., Emel Norte S.A. y subsidiarias producto de la reorganización societaria fueron absorbidas por Compañía General de Electricidad S.A.

16.- PROPIEDADES DE INVERSIÓN.

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

16.1.- Composición y movimientos de las propiedades de inversión.

Propiedades de inversión, modelo del valor razonable	30-06-2026 M\$	31-12-2025 M\$
Propiedades de inversión al comienzo del período	10.854.348	9.068.051
Transferencias de (a) bienes inmuebles ocupados por el propietario.		(928.251)
Ganancias (pérdidas) por ajustes del valor razonable.		2.714.548
Total incremento (disminución) en propiedades de inversión	0	1.786.297
Propiedades de inversión al final del período	10.854.348	10.854.348

Los elementos de propiedades de inversión (Terreno y edificios) han sido contabilizados a valor razonable en el estado de situación financiera al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025, en base a lo previsto en la NIC 40. Dicha metodología aplicada para estos bienes se clasifica en Nivel II de la jerarquía de valor razonable, donde la información proviene de fuentes distintas a los valores de cotización del Nivel de jerarquía I, pero son observables en mercados para los activos y pasivos ya sea de manera directa (precios) o indirecta (obtenidos a partir de precios), ya que debido al método de retasación periódica los valores se obtienen de tasaciones que se llevan a cabo, a base del valor de mercado.

Las tasaciones para los efectos de determinar el valor razonable de las propiedades de inversión son evaluadas y efectuadas en forma anual. El valor razonable de las propiedades de inversión fue determinada por peritos externos independientes con una capacidad profesional reconocida y experiencia en la valorización de activos similares.

El Valor de Tasación informado por dichos profesionales corresponde a una estimación metodológica del valor de cada activo a través de un enfoque de Valor de Mercado o Valor Comercial, que reconoce un mercado definido y comparable para cada activo.

El valor de costo histórico de las propiedades de inversión alcanza a M\$ 3.521.353 al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025.

16.2.- Ingresos y gastos de propiedades de inversión.

Ingresos y gastos de propiedades de inversión	01-01-2026 30-06-2026 M\$	01-01-2025 30-06-2025 M\$	01-04-2026 30-06-2026 M\$	01-04-2025 30-06-2025 M\$
Importe de ingresos por alquileres de propiedades de inversión.	478.416	471.062	248.567	239.150
Importes de gastos directos de operación de las propiedades de inversión generadoras de ingresos de alquileres.	15.279	3.156	12.269	3.156

17.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

17.1.- Vidas útiles.

El siguiente cuadro muestra las vidas útiles técnicas para los bienes de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias.

Vida útil para la depreciación de propiedades, planta y equipo	Vida útil	
	Mínima	Máxima
Vida útil para edificios.	60	60
Vida útil para planta y equipo. (*)	20	60
Vida útil para equipamiento de tecnologías de la información.	5	8
Vida útil para instalaciones fijas y accesorios.	20	45
Vida útil para vehículos de motor.	7	7
Vida útil para mejoras de bienes arrendados.	1	60
Vida útil para otras propiedades, planta y equipo.	5	10

(*) Considera la depreciación de componentes por horas de uso para las unidades generadoras y sus repuestos.

17.2.- Detalle de los rubros.

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

17.2.1.- Valores netos de propiedades, planta y equipo.

Clases de propiedades, planta y equipo, neto	30-06-2026 M\$	31-12-2025 M\$
Construcciones en curso.	303.311.047	322.945.406
Terrenos.	15.061.606	15.061.606
Edificios.	14.748.710	14.906.743
Planta y equipos.	1.342.897.224	1.298.233.262
Subestaciones de poder.	2.756.721	2.814.160
Líneas de transporte energía.	389.422	348.011
Subestaciones de distribución.	180.844.448	172.364.664
Líneas y redes de media y baja tensión.	1.100.423.723	1.066.987.650
Máquinas y equipos de generación.	19.839.790	21.684.229
Medidores.	38.643.120	34.034.548
Equipamiento de tecnología de la información.	2.229.712	1.756.288
Instalaciones fijas y accesorios.	66.851.353	60.306.286
Equipos de comunicaciones.	972.770	1.151.145
Herramientas.	7.982.360	8.637.368
Muebles y útiles.	2.196.501	2.377.176
Instalaciones y accesorios diversos.	55.699.722	48.140.597
Vehículos de motor.	7.910.964	9.438.091
Mejoras de bienes arrendados.	1.466.728	1.541.958
Repuestos.	604.562	663.502
Total	1.755.081.906	1.724.853.142

17.2.2.- Valores brutos de propiedades, planta y equipo.

Clases de propiedades, planta y equipo, bruto	30-06-2026 M\$	31-12-2025 M\$
Construcciones en curso.	303.311.047	322.945.406
Terrenos.	15.061.606	15.061.606
Edificios.	30.235.889	30.213.448
Planta y equipos.	1.957.984.945	1.892.159.301
Subestaciones de poder.	5.162.396	5.182.826
Líneas de transporte energía.	676.363	628.814
Subestaciones de distribución.	253.725.634	242.871.594
Líneas y redes de media y baja tensión.	1.557.387.250	1.508.912.494
Máquinas y equipos de generación.	63.545.571	62.716.559
Medidores.	77.487.731	71.847.014
Equipamiento de tecnología de la información.	20.481.116	19.625.072
Instalaciones fijas y accesorios.	124.035.369	110.828.559
Equipos de comunicaciones.	5.586.151	5.586.151
Herramientas.	27.098.165	27.066.348
Muebles y útiles.	7.910.931	7.897.301
Instalaciones y accesorios diversos.	83.440.122	70.278.759
Vehículos de motor.	19.865.396	19.887.050
Mejoras de bienes arrendados.	7.386.873	7.317.013
Repuestos.	1.854.365	1.854.365
Total	2.480.216.606	2.419.891.820

17.2.3.- Depreciación acumulada de propiedades, planta y equipo.

Depreciación acumulada y deterioro, propiedades, planta y equipo	30-06-2026 M\$	31-12-2025 M\$
Edificios.	15.487.179	15.306.705
Planta y equipos.	615.087.721	593.926.039
Subestaciones de poder.	2.405.675	2.368.666
Líneas de transporte energía.	286.941	280.803
Subestaciones de distribución.	72.881.186	70.506.930
Líneas y redes de media y baja tensión.	456.963.527	441.924.844
Máquinas y equipos de generación.	43.705.781	41.032.330
Medidores.	38.844.611	37.812.466
Equipamiento de tecnología de la información.	18.251.404	17.868.784
Instalaciones fijas y accesorios.	57.184.016	50.522.273
Equipos de comunicaciones.	4.613.381	4.435.006
Herramientas.	19.115.805	18.428.980
Muebles y útiles.	5.714.430	5.520.125
Instalaciones y accesorios diversos.	27.740.400	22.138.162
Vehículos de motor.	11.954.432	10.448.959
Mejoras de bienes arrendados.	5.920.145	5.775.055
Repuestos.	1.249.803	1.190.863
Total	725.134.700	695.038.678

17.3.- Reconciliación de cambios en propiedades, planta y equipo.

Movimiento al 30 de junio de 2026.

Movimiento año 2026		Construcción en curso	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, neto	Equipamiento de tecnologías de la información, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Vehículos de motor, neto	Mejoras de bienes arrendados, neto	Repuestos	Propiedades, planta y equipo, neto
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2026		322.945.406	15.061.606	14.906.743	1.298.233.262	1.756.288	60.306.286	9.438.091	1.541.958	663.502	1.724.853.142
Cambios	Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios.	70.440.748			509.279		13.819				70.963.846
	Retiros.	(4.092)			(7.245.001)	(457)		(23.521)			(7.273.071)
	Depreciación.			(224.883)	(24.491.128)	(383.882)	(6.661.744)	(1.540.753)	(100.681)	(58.940)	(33.462.011)
	Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso, propiedades, planta y equipo.	(90.071.015)		92.301	75.890.812	857.763	13.192.992	37.147			0
	Incrementos (disminuciones) por otros cambios.			(25.451)					25.451		0
Total cambios		(19.634.359)	0	(158.033)	44.663.962	473.424	6.545.067	(1.527.127)	(75.230)	(58.940)	30.228.764
Saldo final al 30 de junio de 2026		303.311.047	15.061.606	14.748.710	1.342.897.224	2.229.712	66.851.353	7.910.964	1.466.728	604.562	1.755.081.906

Movimiento al 31 de diciembre de 2025.

Movimiento año 2025		Construcción en curso	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, neto	Equipamiento de tecnologías de la información, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Vehículos de motor, neto	Mejoras de bienes arrendados, neto	Repuestos	Propiedades, planta y equipo, neto
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2025		330.606.240	14.053.695	15.161.886	1.170.388.103	1.779.171	46.829.801	10.231.306	362.231	232.731	1.589.645.164
Cambios	Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios.	204.862.508			1.215.836	78.039	213.491	1.974.457			208.344.331
	Incrementos (disminuciones) por transferencias desde (hacia) propiedades de inversión.		1.007.911	(79.660)							928.251
	Retiros.	(3.794.270)		(22.591)	(11.915.616)	(4.954)	(2.989)	(37.229)			(15.777.649)
	Depreciación.			(474.179)	(45.124.694)	(1.075.461)	(8.029.143)	(2.982.710)	(95.577)	(52.053)	(57.833.817)
	Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso, propiedades, planta y equipo.	(208.712.357)		321.287	184.576.282	979.493	21.934.262	74.585	813.850	12.598	0
	Incrementos (disminuciones) por otros cambios.	(16.715)			(906.649)		(639.136)	177.682	461.454	470.226	(453.138)
Total cambios		(7.660.834)	1.007.911	(255.143)	127.845.159	(22.883)	13.476.485	(793.215)	1.179.727	430.771	135.207.978
Saldo final al 31 de diciembre de 2025		322.945.406	15.061.606	14.906.743	1.298.233.262	1.756.288	60.306.286	9.438.091	1.541.958	663.502	1.724.853.142

17.4.- Política de inversiones en propiedades, planta y equipo.

Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias, han mantenido tradicionalmente una política de llevar a cabo todas las obras necesarias para satisfacer los incrementos de la demanda, conservar en buen estado las instalaciones y adaptar el sistema a los avances tecnológicos, con el objeto de cumplir cabalmente con las normas de calidad y continuidad de suministro establecidos por la regulación vigente tanto en el sector electricidad, como asimismo con los contratos comerciales suscritos con sus clientes. El monto de adiciones al 30 de junio de 2026 alcanzó a M\$ 70.963.846 (M\$ 208.344.331 al 31 de diciembre de 2025) y el valor contable de obras en curso alcanzó a un monto de M\$ 303.311.047 y M\$ 322.945.406 al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025, respectivamente.

En el ejercicio 2025 se han actualizado las vidas útiles y valor residual de los bienes de propiedades, planta y equipo de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias, generando un menor gasto por depreciación en el ejercicio por M\$ 773.919.

No existen restricciones en la titularidad de propiedades, plantas y equipos de Compañía General de Electricidad S.A y subsidiarias.

17.4.1.- Informaciones adicionales a revelar sobre propiedades, planta y equipos.

Informaciones adicionales a revelar sobre propiedades, planta y equipos	30-06-2026 M\$	31-12-2025 M\$
Importe en libros de propiedades, planta y equipo retiradas no mantenidas para la venta.	7.273.071	15.777.649
Importe de desembolsos sobre cuentas de propiedades, planta y equipos en proceso de construcción.	70.440.748	204.862.508

17.5.- Costo por intereses.

Durante el período terminado al 30 de junio de 2026 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025, no se han capitalizado intereses por no tener activos aptos para dicho efecto.

18.- DETERIORO DE ACTIVOS.

18.1.- Prueba de deterioro de propiedad, planta y equipos, plusvalía comprada y otros activos intangibles de vida útil indefinida.

Compañía General de Electricidad S.A. evalúa anualmente o siempre y cuando existan indicadores, si la plusvalía comprada y demás activos intangibles de vida útil indefinida han sufrido algún deterioro, de acuerdo con la política contable que se describe en la Nota 3.13.- Los montos recuperables de las unidades generadoras de efectivo han sido determinados sobre la base de cálculos de sus valores en uso. En el caso de las Unidades Generadoras de Efectivo a las que se han asignado plusvalías o activos intangibles con una vida útil indefinida, el análisis de su recuperabilidad se realiza de forma sistemática anualmente al cierre de cada ejercicio, a menos que existan indicios de deterioro que impliquen una revisión previa.

El criterio utilizado para identificar las Unidades Generadoras de Efectivo se basa en las características específicas del negocio, en las normas y regulaciones operativas del mercado en que la Sociedad opera y en la organización corporativa, y como tal se ha identificado una única UGE para todo el negocio de distribución en Chile de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias.

La estimación del valor en uso ha requerido que la administración realice las estimaciones de los flujos de efectivo futuros esperados, utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

Para estimar el valor en uso, el Grupo prepara las proyecciones de flujos de caja futuros, estos han sido proyectados hasta el año 2031.

Los principales parámetros e indicadores utilizados por Compañía General de Electricidad S.A. para la determinación de valor en uso y la evaluación de un eventual deterioro son:

- Margen de energía, IPC, CPI, TC (CLP/USD), crecimiento de ventas físicas y crecimiento del número de clientes.
- Margen de servicios complementarios, se incrementan según número de clientes, IPC.
- Gastos de personal, ajustes en dotación en base a necesidades de la compañía, ajustes salariales en línea con el IPC.
- Costo O&M y Administración, los cuales se incrementan según número de clientes, IPC, variación de propiedades, planta y equipo.

A continuación, se describe con mayor detalle los enfoques utilizados para la determinación del primer punto proyectado:

- 1.- Los principales componentes del margen de energía son el valor agregado de distribución (VAD) y las pérdidas de energía. Para proyectar estos conceptos los principales supuestos fueron los siguientes:
 - a) VAD, se consideran las tarifas del Decreto N° 5T publicado el 7 de junio de 2024 indexadas con los parámetros macroeconómicos estimados, crecimiento de ventas físicas y clientes, resultados de fijaciones tarifarias estimados por el área de regulación para proceso VAD 2024-2028.
 - b) Pérdidas de energía en base a estimación de los precios de compra (indexación considerando los parámetros macroeconómicos estimados y entrada de nuevos contratos de generación en base a licitaciones ya realizadas), cantidad de energía perdida considerando información histórica y nuevos planes de mejoras en pérdidas.
- 2.- Crecimiento ventas físicas: Las ventas físicas se proyectan en base a información histórica entre un 2,0% a un 3,0% considerando crecimientos anualizados, más crecimiento adicional por nuevos planes de mejora en pérdidas a implementar durante el período de las estimaciones.
- 3.- Crecimiento de clientes: Los clientes se proyectan en base a información histórica entre un 2,0% a un 3,0%.

Para extender las estimaciones se utilizaron los supuestos macroeconómicos (IPC, CPI, USD/CLP) extraídos desde distintas fuentes, entre las que se incluyen Bloomberg, Risk America y estimaciones internas de la Sociedad en base a información histórica.

Para el flujo terminal se utiliza una tasa de 3,0% que es la meta inflacionaria de largo plazo de Chile.

La tasa de descuento nominal después de impuesto aplicada al cierre de los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2025 fue de un 6,63%.

Como resultado de estas pruebas, Compañía General de Electricidad S.A. determinó que no existen deterioros en el rubro propiedades, planta y equipo, activos intangibles de vida útil indefinida y plusvalía al 31 de diciembre de 2025.

Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2025 se han realizado sensibilizaciones del efecto de la variación en la tasa de descuento, específicamente aumentándola y disminuyéndola en un 1%, teniendo el siguiente efecto en el valor presente de los flujos futuros M\$ (993.728.553) y M\$ 1.749.383.082, respectivamente.

18.2.- Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor.

Los montos reconocidos en resultados por pérdidas por deterioro al 30 de junio de 2026 y 2025 se detallan a continuación:

Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor	01-01-2026 30-06-2026		01-04-2026 30-06-2026	
	Activos financieros	Total	Activos financieros	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del período.	(11.541.144)	(11.541.144)	(11.541.144)	(11.541.144)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del período.	823.867	823.867		0

Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor	01-01-2025 30-06-2025		01-04-2025 30-06-2025	
	Activos financieros	Total	Activos financieros	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del período.	(22.589.058)	(22.589.058)	(8.595.596)	(8.595.596)

Las reversiones y (pérdidas) por deterioro de activos financieros al 30 de junio de 2026 y 2025, corresponden al deterioro de cuentas por cobrar registrado en nota 8.5.

19.- IMPUESTOS DIFERIDOS.

19.1.- Activos por impuestos diferidos.

Activos por impuestos diferidos	30-06-2026 M\$	31-12-2025 M\$
Relativos a ingresos anticipados.	8.130.209	5.609.475
Relativos a obligaciones por beneficios a los empleados.	8.649.020	9.595.970
Relativos a pérdidas fiscales.	296.356.478	272.447.872
Relativos a cuentas por cobrar.	57.725.071	54.607.569
Relativos a los inventarios.	192.839	426.268
Relativos a contratos de leasing.	8.229.892	8.638.687
Relativos a otros.	34.356	34.307
Total	379.317.865	351.360.148

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos, requieren de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. Compañía General de Electricidad S.A. estima con proyecciones futuras de utilidades que estas cubrirán el recupero de estos activos.

Los impuestos diferidos relativos a pérdidas fiscales corresponden principalmente a la base imponible negativa de Compañía General de Electricidad S.A. Estos créditos se han generado básicamente por la aplicación de un incentivo fiscal de depreciación. La recuperación de estos créditos está asegurada por no tener plazo de vencimiento y corresponden a sociedades que han venido obteniendo históricamente beneficios de manera recurrente.

19.2.- Pasivos por impuestos diferidos.

Pasivos por impuestos diferidos	30-06-2026 M\$	31-12-2025 M\$
Relativos a propiedades, planta y equipos.	162.566.140	161.019.428
Relativos a intangibles.	60.354.779	63.853.777
Relativos a cuentas por cobrar.	138.743.198	113.063.700
Relativos a otros.	1.000.485	844.157
Relativos a propiedades de inversión.	1.792.050	1.838.090
Total	364.456.652	340.619.152

19.3.- Movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera.

El siguiente es el movimiento de los activos por impuestos diferidos al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025:

Movimientos en activos por impuestos diferidos	30-06-2026 M\$	31-12-2025 M\$
Saldo inicial	351.360.148	274.854.172
(Gasto) ingreso por impuestos diferidos reconocidos como resultados.	28.012.391	75.774.164
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral.	(54.674)	731.812
Cambios en activos por impuestos diferidos, total	27.957.717	76.505.976
Total	379.317.865	351.360.148

El siguiente es el movimiento de los pasivos por impuestos diferidos al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025:

Movimientos en pasivos por impuestos diferidos	30-06-2026 M\$	31-12-2025 M\$
Saldo inicial	340.619.152	266.128.866
Gasto (ingreso) por impuestos diferidos reconocidos como resultados.	23.837.500	74.490.286
Cambios en pasivos por impuestos diferidos, total	23.837.500	74.490.286
Total	364.456.652	340.619.152

19.4.- Compensación de partidas.

Los impuestos diferidos activos y pasivos se compensan cuando existe derecho legalmente ejecutable de compensar los activos tributarios corrientes contra los pasivos tributarios corrientes y cuando los impuestos a la renta diferidos activos y pasivos están relacionados con el impuesto a la renta que grava la misma autoridad tributaria a la misma entidad gravada o a diferentes entidades gravadas por las que existe la intención de liquidar los saldos sobre bases netas. Los montos compensados son los siguientes:

Concepto	30-06-2026			31-12-2025		
	Activos (pasivos) M\$	Valores compensados M\$	Saldos netos al cierre M\$	Activos (pasivos) M\$	Valores compensados M\$	Saldos netos al cierre M\$
Activos por impuestos diferidos.	379.317.865	(336.354.846)	42.963.019	351.360.148	(312.025.482)	39.334.666
Pasivos por impuestos diferidos.	(364.456.652)	336.354.846	(28.101.806)	(340.619.152)	312.025.482	(28.593.670)
Total	14.861.213	0	14.861.213	10.740.996	0	10.740.996

20.- OTROS PASIVOS FINANCIEROS.

El detalle de este rubro para los cierres al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025:

20.1.- Clases de otros pasivos financieros.

Pasivos financieros	Moneda	30-06-2026		31-12-2025	
		Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Préstamos bancarios.	CL \$	311.195.460	80.560.000	225.138.953	52.085.380
Préstamos bancarios.	US \$	126.011.560	1.615.301	52.355.645	73.617.582
Préstamos bancarios.	CNH \$	113.388.082	64.763.044	79.402.470	51.757.399
Total préstamos bancarios		550.595.102	146.938.345	356.897.068	177.460.361
Obligaciones con el público (bonos)	U.F.	56.108.739	605.885.212	55.078.849	613.883.957
Pasivos de cobertura (Nota 7.1).	US \$	3.304.776		2.375.397	2.496.340
Pasivos de cobertura (Nota 7.1).	EUR \$	2.672.622	5.511.539	126.452	4.469.564
Pasivos de cobertura (Nota 7.1).	CNH \$	1.965.374	351.722	2.932.900	1.908.940
Pasivos de cobertura		7.942.772	5.863.261	5.434.749	8.874.844
Total		614.646.613	758.686.818	417.410.666	800.219.162

CL \$: Peso chileno.
US \$: Dólar estadounidense.
U.F. : Unidad de fomento.
EUR \$: Euro.
CNH \$: Yuan chino.

20.2.- Préstamos bancarios - desglose de monedas y vencimientos.

Saldos al 30 de junio de 2026.

País	RUT Empresa Deudora	Sociedad deudora	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes				No Corrientes		
									Vencimientos			Total corrientes 30-06-2026	Vencimientos		Total no corrientes 30-06-2026
									hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses		1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	
									M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Bank of China, Agencia en Chile	CL \$	Al vencimiento	5,13 %	5,13 %	Sin Garantía	22.868			22.868		2.360.000	2.360.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Santander	CL \$	Al vencimiento	5,88 %	5,38 %	Sin Garantía			25.085.383	25.085.383			0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Estado	CL \$	Al vencimiento	5,29 %	5,29 %	Sin Garantía		1.469		1.469	10.000.000		10.000.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Crédito e Inversiones	CL \$	Al vencimiento	5,47 %	5,01 %	Sin Garantía	60.726.408			60.726.408			0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Bank of China, Agencia en Chile	CL \$	Al vencimiento	5,12 %	5,12 %	Sin Garantía	71.680			71.680		5.600.000	5.600.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Estado	CL \$	Al vencimiento	5,28 %	5,28 %	Sin Garantía	74.888			74.888		7.400.000	7.400.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Santander	CL \$	Al vencimiento	6,28 %	5,38 %	Sin Garantía			20.067.580	20.067.580			0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Santander	CL \$	Al vencimiento	5,20 %	5,20 %	Sin Garantía		156.144		156.144	23.000.000		23.000.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	HSBC Bank (Chile)	CL \$	Al vencimiento	4,90 %	4,90 %	Sin Garantía		90.201	14.100.000	14.190.201			0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Bank of China Panama	US \$	Al vencimiento	4,26 %	4,26 %	Sin Garantía		57.679	30.432.930	30.490.609			0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	China Development Bank	CNH \$	Al vencimiento	3,22 %	2,90 %	Sin Garantía		6.971.561	13.541.472	20.513.033			0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	China Development Bank	CNH \$	Al vencimiento	3,22 %	2,90 %	Sin Garantía		20.914.683	40.626.684	61.541.367			0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Estado	CL \$	Al vencimiento	5,67 %	5,32 %	Sin Garantía	275.310		26.939.386	27.214.696			0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Estado	CL \$	Al vencimiento	5,27 %	5,27 %	Sin Garantía		206.408		206.408		30.000.000	30.000.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	China Construction Bank (Asia)	US \$	Al vencimiento	4,56 %	4,22 %	Sin Garantía		61.236	57.932.927	57.994.163			0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	China Construction Bank (Asia)	US \$	Al vencimiento	5,23 %	4,29 %	Sin Garantía		79.979	16.732.216	16.812.195			0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Itaú Chile	CL \$	Al vencimiento	5,73 %	4,95 %	Sin Garantía	30.280.606			30.280.606			0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Bank of China Panama	CNH \$	Al vencimiento	3,05 %	2,20 %	Sin Garantía	139.432			139.432		32.382.413	32.382.413
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Crédito e Inversiones	CL \$	Al vencimiento	5,94 %	5,05 %	Sin Garantía		131.861	19.898.323	20.030.184			0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Bank of China Panama	CNH \$	Al vencimiento	3,15 %	2,30 %	Sin Garantía		97.874		97.874		32.380.631	32.380.631
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Santander	CL \$	Al vencimiento	5,99 %	5,10 %	Sin Garantía	195.500		19.871.543	20.067.043			0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Crédito e Inversiones	CL \$	Al vencimiento	5,94 %	5,05 %	Sin Garantía	387.167		39.743.086	40.130.253			0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Bank of China Panama	CNH \$	Al vencimiento	2,73 %	1,90 %	Sin Garantía		72.538	31.023.838	31.096.376			0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Crédito e Inversiones	CL \$	Al vencimiento	5,28 %	5,28 %	Sin Garantía	44.278.652			44.278.652			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	China Construction Bank, Agencia en Chile	US \$	Al vencimiento	4,85 %	4,85 %	Sin Garantía	16.088			16.088	1.615.301		1.615.301
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco de Crédito e Inversiones	CL \$	Al vencimiento	5,20 %	5,20 %	Sin Garantía	74.750		7.500.000	7.574.750			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	5,49 %	5,49 %	Sin Garantía		16.104		16.104	2.200.000		2.200.000
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	China Construction Bank, Agencia en Chile	US \$	Al vencimiento	4,73 %	4,73 %	Sin Garantía		3.192	2.025.722	2.028.914			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco Itaú Chile	US \$	Al vencimiento	4,58 %	4,58 %	Sin Garantía	1.724.917			1.724.917			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco Itaú Chile	US \$	Al vencimiento	4,58 %	4,58 %	Sin Garantía	1.132.740			1.132.740			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco Itaú Chile	US \$	Al vencimiento	4,92 %	4,92 %	Sin Garantía		3.781	5.533.260	5.537.041			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco Itaú Chile	US \$	Al vencimiento	4,46 %	4,46 %	Sin Garantía	26.049		2.766.630	2.792.679			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco Itaú Chile	US \$	Al vencimiento	4,50 %	4,50 %	Sin Garantía		4.070	1.205.817	1.209.887			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco Itaú Chile	CL \$	Al vencimiento	5,13 %	5,13 %	Sin Garantía		143	1.000.000	1.000.143			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco Itaú Chile	US \$	Al vencimiento	4,92 %	4,92 %	Sin Garantía		135	990.984	991.119			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Scotiabank Chile	US \$	Al vencimiento	4,82 %	4,82 %	Sin Garantía		17.271	3.688.840	3.706.111			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Scotiabank Chile	US \$	Al vencimiento	4,82 %	4,82 %	Sin Garantía		7.340	1.567.757	1.575.097			0
Totales									139.427.055	28.893.669	382.274.378	550.595.102	36.815.301	110.123.044	146.938.345

Saldos al 31 de diciembre de 2025.

País	RUT Empresa Deudora	Sociedad deudora	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes				No Corrientes		
									Vencimientos			Total corrientes 31-12-2025	Vencimientos		Total no corrientes 31-12-2025
									hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses		1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	
									M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Crédito e Inversiones	CL \$	Al vencimiento	5,40 %	5,40 %	Sin Garantía	9.664.300			9.664.300			0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Bank of China, Agencia en Chile	CL \$	Al vencimiento	6,27 %	5,37 %	Sin Garantía	2.384.290			2.384.290			0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Santander	CL \$	Al vencimiento	5,94 %	5,44 %	Sin Garantía		83.111	24.998.491	25.081.602			0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Estado	CL \$	Al vencimiento	5,27 %	5,27 %	Sin Garantía		2.928		2.928		10.000.000	10.000.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Crédito e Inversiones	CL \$	Al vencimiento	5,61 %	5,15 %	Sin Garantía	755.333		59.998.667	60.754.000			0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Bank of China, Agencia en Chile	CL \$	Al vencimiento	5,24 %	5,24 %	Sin Garantía	74.175			74.175		5.600.000	5.600.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Estado	CL \$	Al vencimiento	5,36 %	5,36 %	Sin Garantía	77.124			77.124		7.400.000	7.400.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Santander	CL \$	Al vencimiento	6,34 %	5,44 %	Sin Garantía		66.489	19.996.702	20.063.191			0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Scotiabank Chile	CL \$	Al vencimiento	5,98 %	5,50 %	Sin Garantía		23.451.285		23.451.285			0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	HSBC Bank (Chile)	CL \$	Al vencimiento	6,13 %	5,65 %	Sin Garantía		14.384.063		14.384.063			0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Bank of China Panama	US \$	Al vencimiento	4,29 %	4,29 %	Sin Garantía		30.076.106		30.076.106			0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Bank of China Panama	CNH \$	Al vencimiento	2,55 %	2,55 %	Sin Garantía			26.503.469	26.503.469			0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	China Development Bank	CNH \$	Al vencimiento	3,22 %	2,90 %	Sin Garantía		211.750	13.013.000	13.224.750	12.938.279		12.938.279
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	China Development Bank	CNH \$	Al vencimiento	3,22 %	2,90 %	Sin Garantía		20.154.751	19.519.500	39.674.251	38.819.120		38.819.120
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Estado	CL \$	Al vencimiento	5,75 %	5,40 %	Sin Garantía	283.500			283.500	26.885.380		26.885.380
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Crédito e Inversiones	CL \$	Al vencimiento	6,17 %	5,30 %	Sin Garantía		30.158.085		30.158.085			0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	China Construction Bank (Asia)	US \$	Al vencimiento	4,55 %	4,21 %	Sin Garantía		67.052		67.052	57.123.505		57.123.505
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	China Construction Bank (Asia)	US \$	Al vencimiento	5,48 %	4,53 %	Sin Garantía		83.426		83.426	16.494.077		16.494.077
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Itaú Chile	CL \$	Al vencimiento	5,73 %	4,95 %	Sin Garantía		288.750	29.879.395	30.168.145			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	China Construction Bank, Agencia en Chile	US \$	Al vencimiento	4,62 %	4,62 %	Sin Garantía	1.611.343			1.611.343			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco de Crédito e Inversiones	CL \$	Al vencimiento	5,28 %	5,28 %	Sin Garantía	77.000		7.500.000	7.577.000			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	5,58 %	5,58 %	Sin Garantía		16.368		16.368	2.200.000		2.200.000
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	China Construction Bank, Agencia en Chile	US \$	Al vencimiento	4,75 %	4,75 %	Sin Garantía		3.434	2.001.494	2.004.928			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco Itaú Chile	US \$	Al vencimiento	4,85 %	4,85 %	Sin Garantía	19.516		1.686.038	1.705.554			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco Itaú Chile	US \$	Al vencimiento	4,85 %	4,85 %	Sin Garantía	12.816		1.107.209	1.120.025			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco Itaú Chile	US \$	Al vencimiento	4,87 %	4,87 %	Sin Garantía	66.513		5.467.080	5.533.593			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco Itaú Chile	US \$	Al vencimiento	4,46 %	4,46 %	Sin Garantía	26.076		2.733.540	2.759.616			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco Estado	US \$	Al vencimiento	4,63 %	4,63 %	Sin Garantía		1.195.687		1.195.687			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	6,38 %	5,48 %	Sin Garantía		761	998.137	998.898			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Scotiabank Chile	US \$	Al vencimiento	4,79 %	4,79 %	Sin Garantía		651	979.132	979.783			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Scotiabank Chile	US \$	Al vencimiento	4,91 %	4,91 %	Sin Garantía		17.407	3.644.720	3.662.127			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Scotiabank Chile	US \$	Al vencimiento	4,91 %	4,91 %	Sin Garantía		7.398	1.549.006	1.556.404			0
Totales									15.051.986	120.269.502	221.575.580	356.897.068	154.460.361	23.000.000	177.460.361

20.3.- Obligaciones con el público (Bonos).

Saldos al 30 de junio de 2026.

N° de Inscripción o identificación del instrumento	Serie	Monto nominal colocado vigente	Unidad de reajuste del bono	Tasa nominal anual	Tasa efectiva anual	Plazo Final	Colocación en Chile o en el extranjero	Periodicidad		Corrientes			No Corrientes						
										Vencimientos		Total corrientes	Vencimientos						Total no corrientes
								Pago de intereses	Pago de amortización	1 a 3 meses	3 a 12 meses		30-06-2026	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 4 años	más de 4 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años	
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$				
542	BCGEI-I	3.208.332	UF	4,65%	4,76%	11-08-2029	Chile	Semestral	A partir del 02-2024	21.044.753	18.709.324	39.754.077	37.418.647	37.418.647	17.184.839				92.022.133
542	BCGEI-J	500.000	UF	4,75%	5,10%	12-01-2029	Chile	Semestral	Al Vencimiento	447.344		447.344		20.213.624					20.213.624
541	BCGEI-K	2.000.000	UF	4,00%	4,05%	02-12-2031	Chile	Semestral	Al Vencimiento		256.216	256.216					80.518.548		80.518.548
610	BCGET-D	1.431.825	UF	4,30%	4,20%	10-09-2030	Chile	Semestral	A partir del 03-2020	7.257.734	6.494.119	13.751.853	12.988.239	12.988.239	12.988.239	6.587.946			45.552.663
765	BCGED-E	4.000.000	UF	3,85%	3,89%	30-09-2034	Chile	Semestral	A partir del 03-2032	1.573.644		1.573.644					162.895.900		162.895.900
917	BCGEI-N	3.000.000	UF	2,85%	2,90%	01-12-2041	Chile	Semestral	A partir del 06-2035		284.069	284.069					26.241.663	95.819.934	122.061.597
917	BCGEI-Q	2.000.000	UF	1,70%	1,29%	20-06-2030	Chile	Semestral	Al Vencimiento		41.536	41.536			82.620.747				82.620.747
Totales										30.323.475	25.785.264	56.108.739	50.406.886	70.620.510	112.793.825	6.587.946	269.656.111	95.819.934	605.885.212

Saldos al 31 de diciembre de 2025.

N° de Inscripción o identificación del instrumento	Serie	Monto nominal colocado vigente	Unidad de reajuste del bono	Tasa nominal anual	Tasa efectiva anual	Plazo Final	Colocación en Chile o en el extranjero	Periodicidad		Corrientes			No Corrientes						
										Vencimientos		Total corrientes	Vencimientos						Total no corrientes
								Pago de intereses	Pago de amortización	1 a 3 meses	3 a 12 meses	31-12-2025	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 4 años	más de 4 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años	10 o más años	31-12-2025
										M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
542	BCGEI-I	3.666.666	UF	4,65%	4,76%	11-08-2029	Chile	Semestral	A partir del 02-2024	20.806.319	18.208.648	39.014.967	36.417.297	36.417.297	34.671.717			107.506.311	
542	BCGEI-J	500.000	UF	4,75%	5,10%	12-01-2029	Chile	Semestral	Al Vencimiento	435.877		435.877			19.632.134			19.632.134	
541	BCGEI-K	2.000.000	UF	4,00%	4,05%	02-12-2031	Chile	Semestral	Al Vencimiento		259.376	259.376				78.244.205		78.244.205	
610	BCGET-D	1.590.916	UF	4,30%	4,20%	10-09-2030	Chile	Semestral	A partir del 03-2020	7.159.779	6.320.337	13.480.116	12.640.674	12.640.674	12.640.674	12.744.464		50.666.486	
765	BCGED-E	4.000.000	UF	3,85%	3,89%	30-09-2034	Chile	Semestral	A partir del 03-2032		1.556.918	1.556.918				158.507.118		158.507.118	
917	BCGEI-N	3.000.000	UF	2,85%	2,90%	01-12-2041	Chile	Semestral	A partir del 06-2035		287.253	287.253				17.026.291	101.747.413	118.773.704	
917	BCGEI-Q	2.000.000	UF	1,70%	1,29%	20-06-2030	Chile	Semestral	Al Vencimiento		44.342	44.342				80.553.999		80.553.999	
Totales										28.401.975	26.676.874	55.078.849	49.057.971	49.057.971	66.944.525	93.298.463	253.777.614	101.747.413	613.883.957

21.- CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.

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 M\$	31-12-2025 M\$	30-06-2026 M\$	31-12-2025 M\$
Proveedores de energía y otros eléctricos. (*)	487.494.713	496.419.628	118.405.044	219.407.434
Retenciones.	27.393.611	12.445.713		
Dividendos por pagar.	1.491.064	1.588.049		
Pasivos acumulados (o devengados). (**)	6.394.316	6.501.055		
Proveedores no energéticos.	54.659.291	84.702.135		
Proveedores de importación.	297.994	304.335		
Acreedores varios.	28.139.024	31.090.598		
Otros.	1.357	8.946	106.403	101.402
Total	605.871.370	633.060.459	118.511.447	219.508.836

(*) Los saldos corrientes y no corrientes del ítem Proveedores de energía y otros eléctricos, corresponden principalmente a:

- Rezagos en los pagos por compras de energía originados por el mecanismo transitorio de estabilización de precios de energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifa, según lo establecido en la Ley N°21.185, N°21.472 y N°21.667 (Ver Nota N° 4.4).

Respecto a la Ley N° 21.185, el saldo corriente y no corriente al 30 de junio de 2026 asciende a M\$ 235.707.561 y M\$ 114.876.787, respectivamente. (M\$ 232.853.342 y M\$ 216.063.798, respectivamente al 31 de diciembre de 2025).

Respecto a la Ley N° 21.472 y 21.667 el saldo corriente al 30 de junio de 2026 asciende a M\$ 51.584.021 (M\$ 46.637.627 al 31 de diciembre de 2025).

Los principales proveedores del ítem Proveedores de energía de la sociedad y subsidiarias son Enel Generación Chile S.A., Colbún S.A., AES Andes S.A., Engie Energía Chile S.A. y GM Holdings S.A.

La Sociedad y subsidiarias no tienen proveedores no energéticos de importancia cuyos pasivos superen el 10% de este rubro. Los principales proveedores no energéticos con saldos pendientes de pago son OCA Global Servicios Técnicos Chile S.A., Eisesa Ingeniería y Servicios Eléctricos Limitada, Servicios Eléctricos Mavasa S.A., Electricidad Serbrip Limitada, Entel S.A., Apoyo Activo SpA. y Pelom Ingeniería SpA.

21.1.- Pasivos acumulados (o devengados).

(**) Pasivos acumulados (o devengados)	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2026 M\$	31-12-2025 M\$	30-06-2026 M\$	31-12-2025 M\$
Vacaciones del personal.	5.540.497	5.977.016		
Bonificaciones de feriados.	479.125	511.844		
Aguinaldos.	374.694	12.195		
Total	6.394.316	6.501.055	0	0

21.2.- Información cuentas comerciales y otras cuentas por pagar con pagos al día y con plazos vencidos.

Cuentas comerciales con pagos al día (por vencer) Cuentas comerciales al día según plazo	Bienes y Servicios 30-06-2026 M\$	Otros 30-06-2026 M\$	Total 30-06-2026 M\$
Hasta 30 días.	542.451.998	57.073.142	599.525.140
Entre 31 y 60 días.		6.019.623	6.019.623
Entre 121 y 365 días.		326.607	326.607
Más de 365 días.	118.405.044	106.403	118.511.447
Total	660.857.042	63.525.775	724.382.817

Cuentas comerciales con pagos al día (por vencer) Cuentas comerciales al día según plazo	Bienes y Servicios 31-12-2025 M\$	Otros 31-12-2025 M\$	Total 31-12-2025 M\$
Hasta 30 días.	581.426.098	43.564.040	624.990.138
Entre 31 y 60 días.		6.491.552	6.491.552
Entre 91 y 120 días.		1.578.769	1.578.769
Más de 365 días.	219.407.434	101.402	219.508.836
Total	800.833.532	51.735.763	852.569.295

Al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 no existen cuentas por pagar comerciales con plazos vencidos.

22.- OTRAS PROVISIONES.

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

22.1.- Provisiones - saldos.

Clase de provisiones	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2026 M\$	31-12-2025 M\$	30-06-2026 M\$	31-12-2025 M\$
Provisión de reclamaciones legales.	39.685.931	43.751.209		
Participación en utilidades y bonos.	3.373.799	6.228.133		
Total	43.059.730	49.979.342	0	0

22.1.1.- Provisiones de reclamaciones legales.

Los montos corresponden a la provisión para ciertas demandas legales contra Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias por clientes o particulares afectados con los servicios prestados u otras contingencias. Los plazos para utilizar los saldos de las provisiones están acotados a los plazos normales de los procesos judiciales. Se incluyen además provisiones por multas de la autoridad eléctrica, que están en proceso de reclamación y cuya resolución para efectos de su uso también está sujeta a los plazos de dicho organismo, el monto y fecha esperados de cualquier desembolso de efectivo relacionado con estas provisiones es incierto y dependen de la resolución de materias específicas relacionadas con cada una de ellas, (detalle de juicios en Nota 34).

22.1.2.- Participación en utilidades y bonos.

La provisión para la participación de los empleados en las utilidades y de los bonos de desempeño se paga al mes siguiente de la aprobación de los estados financieros de Compañía General de Electricidad S.A. y sus subsidiarias.

22.1.3.- Otras provisiones.

Corresponden principalmente a provisiones provenientes de situaciones contingentes. Los montos constituidos cubren adecuadamente los riesgos existentes.

22.2.- Movimiento de las provisiones.

Saldos al 30 de junio de 2026.

Conceptos	Movimiento de provisiones			
	Por reclamaciones legales	Por part. en utilidades y bonos	Otras provisiones	Total al
	M\$	M\$	M\$	30-06-2026 M\$
Saldo al 1 de enero de 2026	43.751.209	6.228.133	0	49.979.342
Provisiones nuevas.	1.115.393			1.115.393
Aumento de provisiones existentes.	241.367	3.361.013		3.602.380
Provisión utilizada.	(4.439.127)	(6.215.347)		(10.654.474)
Provisiones revertidas no utilizadas.	(977.922)			(977.922)
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas.	(4.989)			(4.989)
Total incremento (disminución) en provisiones	(4.065.278)	(2.854.334)	0	(6.919.612)
Saldo al 30 de junio de 2026	39.685.931	3.373.799	0	43.059.730

Saldos al 31 de diciembre de 2025.

Conceptos	Movimiento de provisiones			
	Por reclamaciones legales	Por part. en utilidades y bonos	Otras provisiones	Total al
	M\$	M\$	M\$	31-12-2025 M\$
Saldo al 1 de enero de 2025	26.666.641	7.678.503	40.363	34.385.507
Provisiones nuevas.	10.515.968			10.515.968
Aumento de provisiones existentes.	12.882.081	4.637.204		17.519.285
Provisión utilizada.	(5.380.214)	(6.087.574)	(40.363)	(11.508.151)
Provisiones revertidas no utilizadas.	(931.107)			(931.107)
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas.	(2.160)			(2.160)
Total incremento (disminución) en provisiones	17.084.568	(1.450.370)	(40.363)	15.593.835
Saldo al 31 de diciembre de 2025	43.751.209	6.228.133	0	49.979.342

23.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

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

23.1.- Detalle del rubro.

Provisión por beneficios a los empleados	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2026	31-12-2025	30-06-2026	31-12-2025
	M\$	M\$	M\$	M\$
Provisión indemnización años de servicio.			10.548.955	10.456.570
Provisión premio de antigüedad.			516.065	491.003
Provisión beneficios post-jubilatorios.			15.491.862	15.881.305
Total	0	0	26.556.882	26.828.878

23.2.- Detalle de las obligaciones post empleo y similares.

Valor presente de las obligaciones post empleo y similar	Indemnización por años de servicios		Premios por antigüedad		Beneficios post-jubilatorios	
	30-06-2026	31-12-2025	30-06-2026	31-12-2025	30-06-2026	31-12-2025
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Valor presente obligación, saldo inicial	10.456.570	9.780.445	491.003	466.556	15.881.305	15.838.338
Costo del servicio corriente obligación plan de beneficios definidos.	326.007	589.120	17.857	19.317	5.871	11.573
Costo por intereses por obligación de plan de beneficios definidos.	301.275	624.891	15.293	31.774	445.698	952.048
Ganancias pérdidas actuariales obligación planes de beneficios definidos.	(277.419)	(701.062)			(118.628)	540.585
Liquidaciones obligación plan de beneficios definidos y transferencia de obligaciones por traspaso de personal desde empresas relacionadas.	(257.478)	163.176	(8.088)	(26.644)	(722.384)	(1.461.239)
Total cambios en provisiones	92.385	676.125	25.062	24.447	(389.443)	42.967
Total	10.548.955	10.456.570	516.065	491.003	15.491.862	15.881.305

23.3.- Balance de las obligaciones post empleo y similares.

Balance plan de beneficios	Indemnización por años de servicios		Premios por antigüedad		Beneficios post-jubilatorios	
	30-06-2026	31-12-2025	30-06-2026	31-12-2025	30-06-2026	31-12-2025
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Obligación presente sin fondos de plan de beneficios definidos.	10.548.955	10.456.570	516.065	491.003	15.491.862	15.881.305
Total	10.548.955	10.456.570	516.065	491.003	15.491.862	15.881.305

23.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados.

Gastos reconocidos en el estado de resultados por función	Indemnización por años de servicios		Premios por antigüedad		Beneficios post-jubilatorios		Indemnización por años de servicios		Premios por antigüedad		Beneficios post-jubilatorios		Línea del estado de resultados
	01-01-2026	01-01-2025	01-01-2026	01-01-2025	01-01-2026	01-01-2025	01-04-2026	01-04-2025	01-04-2026	01-04-2025	01-04-2026	01-04-2025	
	30-06-2026	30-06-2025	30-06-2026	30-06-2025	30-06-2026	30-06-2025	30-06-2026	30-06-2025	30-06-2026	30-06-2025	30-06-2026	30-06-2025	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Costo del servicio corriente plan de beneficios definidos.	326.007	274.128	17.857	21.458	5.871	5.715	164.160	133.667	(28.239)	10.837	2.890	2.588	Costo de ventas - gastos de administración.
Costo por intereses plan de beneficios definidos.	301.275	279.668	15.293	14.155	445.698	442.192	129.301	143.049	6.516	7.209	192.654	226.644	Costos Financieros.
Total	627.282	553.796	33.150	35.613	451.569	447.907	293.461	276.716	(21.723)	18.046	195.544	229.232	

23.5.- Hipótesis actuariales.

Las principales hipótesis actuariales utilizadas al cierre de estos estados financieros consolidados intermedios han sido las siguientes:

Detalle	
Tasa de descuento real utilizada.	2,50 %
Aumento futuros de salarios.	3,60 %
Tabla de mortalidad.	RV-2020
Tasa de rotación anual.	1,65 %

Los supuestos respecto a la tasa futura de mortalidad se fijan sobre la base de asesoría actuarial de acuerdo con las estadísticas publicadas y con la experiencia en Chile.

Para el cálculo del pasivo al 30 de junio de 2026, se aplicó la misma metodología utilizada en el ejercicio anterior. Respecto a lo anterior, Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias contrataron a Mercer (Argentina) S.A., para la determinación de las obligaciones por beneficios definidos.

Al 30 de junio de 2026, la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por beneficios definidos ante variaciones de un 1% en la tasa de descuento genera los siguientes efectos:

Sensibilización de la tasa de descuento	Disminución de 1% M\$	Incremento de 1% M\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos.	2.267.617	(1.961.852)

23.6.- Flujo y plazo de los compromisos.

El flujo previsto de prestaciones para los próximos años al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 es como sigue:

Promedio ponderado de las obligaciones	Indemnización por años de servicios	Premios por antigüedad	Beneficios post- jubilatorios	Total
	30-06-2026 M\$	30-06-2026 M\$	30-06-2026 M\$	30-06-2026 M\$
Años				
1 Año.	1.040.077	45.374	1.465.945	2.551.396
2 Años.	620.422	62.110	1.728.133	2.410.665
3 Años.	730.912	29.451	1.242.923	2.003.286
4 Años.	637.772	50.839	1.143.328	1.831.939
5 Años.	601.292	64.635	1.050.688	1.716.615
6 a 10 Años.	3.293.584	144.759	4.066.772	7.505.115
Más de 10 Años.	3.624.896	118.897	4.794.073	8.537.866
Total	10.548.955	516.065	15.491.862	26.556.882

Promedio ponderado de las obligaciones	Indemnización por años de servicios	Premios por antigüedad	Beneficios post-jubilatorios	Total
	31-12-2025 M\$	31-12-2025 M\$	31-12-2025 M\$	31-12-2025 M\$
Años				
1 Año.	652.474	3.298	1.450.524	2.106.296
2 Años.	785.873	63.917	1.674.581	2.524.371
3 Años.	417.230	41.480	1.318.989	1.777.699
4 Años.	694.076	34.716	1.145.227	1.874.019
5 Años.	456.914	51.318	1.056.581	1.564.813
6 a 10 Años.	2.791.684	162.245	4.136.012	7.089.941
Más de 10 Años.	4.658.319	134.029	5.099.391	9.891.739
Total	10.456.570	491.003	15.881.305	26.828.878

24.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro 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 M\$	31-12-2025 M\$	30-06-2026 M\$	31-12-2025 M\$
Ingresos diferidos. (*)	25.990.753	16.156.162		
Aportes reembolsables.	81.648	83.250		
Garantías recibidas en efectivo.	2.949.470	3.083.666		
Total	29.021.871	19.323.078	0	0

24.1.- Ingresos diferidos.

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

(*) Detalle de los ingresos diferidos	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2026 M\$	31-12-2025 M\$	30-06-2026 M\$	31-12-2025 M\$
Ingresos diferidos por obras de terceros.	25.990.753	16.156.162		
Total	25.990.753	16.156.162	0	0

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

Movimiento del período ingresos diferidos	30-06-2026 M\$	31-12-2025 M\$
Saldo inicial ingresos diferidos	16.156.162	24.564.683
Adiciones.	17.685.023	14.855.334
Imputación a resultados.	(7.850.432)	(23.263.855)
Total	25.990.753	16.156.162

25.- PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS.

25.1.- Obligaciones por arrendamientos.

El detalle de las obligaciones por arrendamiento y sus plazos de vencimiento al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 es el siguiente:

Pagos mínimos a pagar por arrendamiento, obligaciones por arrendamientos	30-06-2026			31-12-2025		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor presente M\$
Hasta 90 días.	2.265.320	(239.914)	2.025.406	1.849.067	(201.137)	1.647.930
Más de 90 días hasta 1 año.	4.403.646	(430.208)	3.973.438	5.240.717	(492.973)	4.747.744
Más de 1 año hasta 2 años.	3.936.754	(328.234)	3.608.520	4.518.033	(335.050)	4.182.983
Más de 2 años hasta 3 años.	1.434.676	(151.791)	1.282.885	1.357.049	(110.116)	1.246.933
Más de 3 años hasta 4 años.	940.274	(75.703)	864.571	663.395	(50.803)	612.592
Más de 4 años hasta 5 años.	572.629	(27.826)	544.803	349.115	(22.337)	326.778
Más de 5 años.	249.657	(9.656)	240.001	355.883	(17.234)	338.649
Total	13.802.956	(1.263.332)	12.539.624	14.333.259	(1.229.650)	13.103.609

Los gastos financieros por intereses devengados producto de estas obligaciones se revelan en ítem detallado en nota 29.

Las tasas de interés aplicadas nominal anual para contrato por tipo de bien al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 son las siguientes:

Bienes sujeto a arrendamiento	Tasas de interés	
	30-06-2026	31-12-2025
Terreno bajo arrendamientos.	5,74 %	6,66 %
Edificio en arrendamiento.	5,74 %	5,74 %
Equipamiento de tecnologías de la información bajo arrendamientos.	5,74 %	6,66 %
Instalaciones fijas y accesorios bajo arrendamiento.	5,74 %	5,74 %
Vehículos de motor, bajo arrendamiento.	7,71 %	7,71 %

Al 30 de junio de 2026, la Sociedad posee pasivos por arrendamientos con entidades relacionadas por M\$ 17.944.472 y 31 de diciembre de 2025 por M\$ 19.293.131 indicados en Nota 9.1.2, "Cuentas por pagar a entidades relacionadas".

25.2.- Activos por derecho de uso.

El detalle de los bienes arrendados 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 es el siguiente:

Propiedades, planta y equipo en arrendamiento, neto	30-06-2026			31-12-2025		
	Valor bruto M\$	Depreciación acumulada, amortización y deterioro de valor M\$	Valor Neto M\$	Valor bruto M\$	Depreciación acumulada, amortización y deterioro de valor M\$	Valor Neto M\$
Terreno bajo arrendamientos.	37.398	(16.960)	20.438	42.199	(36.523)	5.676
Edificio en arrendamiento.	7.499.820	(3.007.742)	4.492.078	7.450.565	(1.525.551)	5.925.014
Planta y equipo bajo arrendamiento.	1.169.347	(52.132)	1.117.215	1.341.740	(78.317)	1.263.423
Equipamiento de tecnologías de la información bajo arrendamientos.	27.547.671	(10.900.247)	16.647.424	27.398.655	(8.275.722)	19.122.933
Instalaciones fijas y accesorios bajo arrendamiento.	596.850	(419.150)	177.700	489.467	(225.390)	264.077
Vehículos de motor, bajo arrendamiento.	5.595.767	(2.468.076)	3.127.691	5.182.666	(3.453.896)	1.728.770
Total	42.446.853	(16.864.307)	25.582.546	41.905.292	(13.595.399)	28.309.893

Los activos se deprecian en el plazo remanente de los contratos. La depreciación acumulada al 30 de junio de 2026 alcanzó a M\$ 16.864.307 (M\$ 13.595.399 al 31 de diciembre de 2025).

Los principales bienes arrendados corresponden a software asociado a la medición inteligente, edificio corporativo en la comuna de Las Condes, bodegas de materiales en la Comuna de San Bernardo, Vehículos cuya flota asciende a 208 unidades utilizadas en la operación de la Sociedad, equipos y accesorios para reconector de 27 KV.

A continuación, se presentan los movimientos por clase de activos originados en el período terminado al 30 de junio de 2026 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025:

Movimiento año 2026	Terrenos M\$	Edificios M\$	Planta y equipo M\$	Equipamiento de tecnologías de la información M\$	Instalaciones fijas y accesorios M\$	Vehículos M\$	Total M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2026	5.676	5.925.014	1.263.423	19.122.933	264.077	1.728.770	28.309.893
Adiciones distintas de las obtenidas mediante combinaciones de negocios.	25.146	267.256		285.990	107.383	1.948.377	2.634.152
Depreciación.	(10.384)	(1.700.192)	(146.208)	(2.761.499)	(193.760)	(549.456)	(5.361.499)
Saldo final al 30 de junio de 2026	20.438	4.492.078	1.117.215	16.647.424	177.700	3.127.691	25.582.546

Movimiento año 2025	Terrenos M\$	Edificios M\$	Planta y equipo M\$	Equipamiento de tecnologías de la información M\$	Instalaciones fijas y accesorios M\$	Vehículos M\$	Total M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2025	20.734	2.493.759	0	18.994.590	698.889	2.808.259	25.016.231
Adiciones distintas de las obtenidas mediante combinaciones de negocios.	11.249	6.357.082	1.341.740	5.161.705	696.349	19.404	13.587.529
Retiros.		(3.398)			(116.936)		(120.334)
Depreciación.	(26.307)	(2.922.429)	(78.317)	(5.033.362)	(1.014.225)	(1.098.893)	(10.173.533)
Saldo final al 31 de diciembre de 2025	5.676	5.925.014	1.263.423	19.122.933	264.077	1.728.770	28.309.893

26.- PATRIMONIO NETO.

26.1.- Gestión de capital.

Los objetivos de Compañía General de Electricidad S.A. al administrar el capital son el salvaguardar la capacidad de continuar como empresa en marcha con el propósito de generar retornos a sus accionistas, beneficios a otros grupos de interés y mantener una estructura de capital óptima para reducir el costo del capital.

Consistente con la industria, Compañía General de Electricidad S.A. monitorea su capital sobre la base del ratio de apalancamiento. Este ratio se calcula dividiendo la deuda neta por el capital total. La deuda neta corresponde al total del endeudamiento (incluyendo el endeudamiento corriente y no corriente) menos el efectivo y equivalentes de efectivo. El capital total corresponde al patrimonio tal y como se muestra en el estado de situación financiera consolidado más la deuda neta.

En este sentido, Compañía General de Electricidad S.A. ha combinado distintas fuentes de financiamiento tales como: aumentos de capital, flujos de la operación, préstamos de empresas relacionadas, créditos bancarios, obligaciones con el público en su modalidad de bonos.

26.2.- Capital suscrito y pagado.

El capital suscrito y pagado al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 asciende a M\$ 1.232.423.425.

26.3.- Número de acciones suscritas y pagadas.

Al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 el capital de Compañía General de Electricidad S.A., está representado por 2.019.896.893, acciones sin valor nominal, de un voto por acción.

26.4.- Política de dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 22 de abril de 2026, se informó acerca de la política de reparto de dividendos aprobada por el Directorio para el ejercicio 2026 consistente en la intención de distribuir no menos del 30% de las utilidades líquidas del ejercicio. Además, se espera proponer un dividendo definitivo a la Junta Ordinaria de Accionistas a celebrarse en el 2027.

26.5- Dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 23 de abril de 2025, se aprobó el pago del dividendo definitivo N° 15 de \$ 13,10 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2024, el cual se pagó con fecha 8 de mayo de 2025, por un total de M\$ 26.460.649.

De acuerdo a la política de dividendos de la Sociedad al 31 de diciembre de 2025 se provisionó un dividendo equivalente al 30% sobre las utilidades del ejercicio por un monto de M\$ 3.599.976.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 22 de abril de 2026, se aprobó el pago del dividendo definitivo N° 16 de \$ 1,783 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2025, el cual se pagó con fecha 11 de mayo de 2026 por un total de M\$ 3.601.476.

26.6.- Reservas.

En el ítem de otras reservas dentro del patrimonio, se incluyen los siguientes conceptos:

26.6.1.- Reservas de coberturas.

Se presentan en este rubro los movimientos en el valor justo de los instrumentos derivados de cobertura de flujos de caja medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales.

26.6.2.- Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos.

Corresponde a las variaciones de los valores actuariales de la provisión por beneficios definidos de empleados.

Los saldos acumulados por la aplicación de la NIC 19 se han reconocido en otros resultados integrales, producto de lo anterior el saldo de estas reservas al 30 de junio de 2026 ascienden a M\$ (2.393.036) y M\$ (2.663.022) al 31 de diciembre de 2025, ambos netos de impuestos diferidos.

26.6.3.- Otras reservas.

En este rubro se incluyen otras reservas que se reconocen de inversiones en subsidiarias, asociadas y negocios de control conjunto.

Las otras reservas corresponden principalmente a reservas patrimoniales generadas por procesos de reorganización societaria, fusiones, divisiones, escisiones y transacciones con participaciones no controladoras efectuadas por la Sociedad y sus entidades relacionadas. Asimismo, incluyen reclasificaciones de reservas patrimoniales históricas y ajustes derivados de cambios en políticas contables reconocidos directamente en el patrimonio.

El detalle de las otras reservas es el siguiente:

Otras reservas	Corrientes	
	30-06-2026 M\$	31-12-2025 M\$
Reservas derivadas de la ex-matriz GNF Chile SpA. hasta su fusión con Compañía General de Electricidad S.A. el 9 de agosto de 2016.	64.760.496	64.760.496
División Compañía General de Electricidad S.A. y CGE Gas Natural S.A. asignación de reservas a sociedad naciente CGE Gas Natural S.A. el 14 de octubre de 2016.	46.836.958	46.836.958
Canje acciones a participaciones no controladoras por fusiones con Compañía General de Electricidad S.A. y con Empresa Eléctrica Transnet S.A. el 16 de diciembre de 2016.	(28.259.056)	(28.259.056)
Canje acciones a participaciones no controladoras por fusiones con Emel Norte S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y CGE Distribución S.A. el 27 de junio de 2017.	(1.814.160)	(1.814.160)
Canje acciones a participaciones no controladoras por fusiones con Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A., Empresa Eléctrica de Iquique S.A. y Empresa eléctrica de Arica S.A. el 31 de mayo de 2018 y Comercial y Logística S.A., Novanet S.A. e Inmobiliaria General S.A. el 5 de noviembre de 2018.	892.991	892.991
Compra participaciones minoritarias Sociedad de Computación Binaria S.A. el 31 de julio de 2019.	32	32
Reclasificación reservas históricas de Conversión el 30 de diciembre de 2020.	(321.103)	(321.103)
División Compañía General de Electricidad S.A. y CGE Transmisión S.A. asignación a sociedad naciente el 1 de octubre de 2021.	15.570.662	15.570.662
Efecto ajuste política de revaluación (efecto filiales 2009 a 2014) el 31 de diciembre de 2021.	6.118.852	6.118.852
Total	103.785.672	103.785.672

26.7- Participaciones no controladoras.

Las siguientes son las participaciones no controladoras al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025.

Rut	Nombre de la subsidiaria	País de origen	Porcentaje de participación en subsidiarias de la participación no controladora		Participación no controladora en patrimonio	Ganancia (pérdida) atribuible a participación no controladora	Participación no controladora en patrimonio	Ganancia (pérdida) atribuible a participación no controladora
			30-06-2026	31-12-2025	30-06-2026		31-12-2025	
			%	%	M\$	M\$	M\$	M\$
88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	44,83508 %	44,83508 %	39.714.091	1.923.509	39.415.070	5.130.338
99.548.240-1	CGE Magallanes S.A.	Chile	0,10518 %	0,10518 %	26.959	2.371	25.806	6.398
Total					39.741.050	1.925.880	39.440.876	5.136.736

26.8.- Transacciones con participaciones no controladoras.

Al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 no hay transacciones con participaciones no controladoras.

Estas transacciones, de existir, se contabilizan de acuerdo con lo descrito en Nota 3.4.2, imputando la diferencia entre el monto pagado y el valor libros de la inversión adquirida a otras reservas del patrimonio neto, en el rubro “Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio”.

26.9.- Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales.

Movimientos al 30 de junio de 2026.

Movimientos de otros resultados integrales al 30-06-2026	Porción atribuible a los accionistas de la controladora			Porción atribuible al interés no controlante			Total		
	Importe bruto	Efecto tributario	Importe neto	Importe bruto	Efecto tributario	Importe neto	Importe bruto	Efecto tributario	Importe neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ganancia (pérdida) después de impuestos	0	0	26.450.003	0	0	1.925.880	0	0	28.375.883
Reservas de cobertura de flujo de efectivo									
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujo de efectivo.	(193.552)	52.259	(141.293)				(193.552)	52.259	(141.293)
Total movimientos del período o ejercicio	(193.552)	52.259	(141.293)	0	0	0	(193.552)	52.259	(141.293)
Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios definidos									
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos.	369.845	(99.859)	269.986	26.201	(7.073)	19.128	396.046	(106.932)	289.114
Total movimientos del período o ejercicio	369.845	(99.859)	269.986	26.201	(7.073)	19.128	396.046	(106.932)	289.114
Total resultado integral			26.578.696			1.945.008			28.523.704

Movimientos al 30 de junio de 2025.

Movimientos de otros resultados integrales al 30-06-2025	Porción atribuible a los accionistas de la controladora			Porción atribuible al interés no controlante			Total		
	Importe bruto	Efecto tributario	Importe neto	Importe bruto	Efecto tributario	Importe neto	Importe bruto	Efecto tributario	Importe neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ganancia (pérdida) después de impuestos	0	0	6.419.662	0	0	2.235.431	0	0	8.655.093
Reservas de cobertura de flujo de caja									
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujo de efectivo.	(392.427)	105.955	(286.472)				(392.427)	105.955	(286.472)
Total movimientos del período o ejercicio	(392.427)	105.955	(286.472)	0	0	0	(392.427)	105.955	(286.472)
Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios definidos									
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos.	1.095.453	(295.772)	799.681	122.455	(33.063)	89.392	1.217.908	(328.835)	889.073
Total movimientos del período o ejercicio	1.095.453	(295.772)	799.681	122.455	(33.063)	89.392	1.217.908	(328.835)	889.073
Total resultado integral			6.932.871			2.324.823			9.257.694

27.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.

27.1.- Ingresos ordinarios.

Ingresos de actividades ordinarias	01-01-2026 30-06-2026 M\$	01-01-2025 30-06-2025 M\$	01-04-2026 30-06-2026 M\$	01-04-2025 30-06-2025 M\$
Ventas	1.124.636.610	1.160.448.525	569.996.294	586.693.338
Venta de energía, peajes y transmisión.	1.124.629.139	1.160.438.191	569.994.671	586.689.702
Venta de mercaderías, materiales y equipos.	7.471	10.334	1.623	3.636
Prestaciones de servicios	46.749.182	44.321.713	23.312.321	22.053.348
Servicios y recargos regulados.	26.928.811	23.822.460	13.181.825	11.762.142
Arriendo de equipos de medida.	4.837.740	3.671.383	2.898.556	1.987.441
Servicios de mantenimiento de equipos a clientes.	540.469	889.252	297.847	418.580
Apoyos en postación.	2.674.605	2.244.350	1.340.006	1.122.464
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas.	9.440.279	9.703.880	4.639.153	4.783.401
Otras prestaciones.	2.327.278	3.990.388	954.934	1.979.320
Total	1.171.385.792	1.204.770.238	593.308.615	608.746.686

Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias no tienen clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios en los períodos terminados al 30 de junio de 2026 y 2025.

27.2.- Otros ingresos.

Otros ingresos por función	01-01-2026 30-06-2026 M\$	01-01-2025 30-06-2025 M\$	01-04-2026 30-06-2026 M\$	01-04-2025 30-06-2025 M\$
Arriendo de oficinas a terceros.	478.416	471.062	248.567	239.150
Otros ingresos de operación.	6.552.564	6.458.055	3.308.039	3.282.800
Total	7.030.980	6.929.117	3.556.606	3.521.950

En el ítem otros ingresos de operación se registran arriendos de propiedades y servicios prestados a empresas relacionadas fuera del perímetro de consolidación de Compañía General de Electricidad S.A. e indemnizaciones por daños a la red.

28.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES.

Los ítems del estado de resultados por función por los períodos terminados al 30 de junio de 2026 y 2025 que se adjunta, se descomponen como se indica en 28.1, 28.2, 28.3 y 28.4.

Gastos por naturaleza del estado de resultados por función	01-01-2026 30-06-2026 M\$	01-01-2025 30-06-2025 M\$	01-04-2026 30-06-2026 M\$	01-04-2025 30-06-2025 M\$
Costo de venta.	1.034.293.991	1.070.087.625	526.862.324	544.846.614
Gasto de administración.	65.369.755	64.697.402	31.912.159	33.414.407
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.	10.717.277	22.589.058	11.541.144	8.595.596
Total	1.110.381.023	1.157.374.085	570.315.627	586.856.617

28.1.- Gastos por naturaleza.

Apertura de gastos por naturaleza	01-01-2026	01-01-2025	01-04-2026	01-04-2025
	30-06-2026	30-06-2025	30-06-2026	30-06-2025
	M\$	M\$	M\$	M\$
Compra de energía.	891.235.969	925.931.092	453.355.859	468.362.636
Compra de gas.	8.707.975	8.004.929	4.836.337	4.436.399
Gastos de personal.	31.352.360	23.652.204	15.654.031	13.221.719
Gastos de operación y mantenimiento.	79.265.066	91.600.844	39.631.416	48.700.710
Gastos de administración.	47.178.449	48.955.549	23.878.934	24.581.070
Provisión de incobrables.	10.717.277	22.589.058	11.541.144	8.595.596
Depreciación.	38.823.510	32.842.993	19.948.039	17.070.765
Amortización.	3.100.417	3.797.416	1.469.867	1.887.722
Total	1.110.381.023	1.157.374.085	570.315.627	586.856.617

28.2.- Gastos de personal.

Gastos de personal	01-01-2026	01-01-2025	01-04-2026	01-04-2025
	30-06-2026	30-06-2025	30-06-2026	30-06-2025
	M\$	M\$	M\$	M\$
Sueldos y salarios.	26.882.433	19.080.758	14.550.869	12.044.629
Beneficios a corto plazo a los empleados.	2.278.194	2.446.706	936.111	1.061.251
Beneficios por terminación.	2.191.733	2.124.740	167.051	115.839
Total	31.352.360	23.652.204	15.654.031	13.221.719

28.3.- Depreciación y amortización.

Detalle	01-01-2026	01-01-2025	01-04-2026	01-04-2025
	30-06-2026	30-06-2025	30-06-2026	30-06-2025
	M\$	M\$	M\$	M\$
Depreciación y retiros				
Costo de ventas.	34.157.676	28.366.395	17.614.824	14.557.767
Gasto de administración.	4.665.834	4.476.598	2.333.215	2.512.998
Otras ganancias (pérdidas).	7.273.071	4.388.330	2.995.947	2.788.548
Total depreciación	46.096.581	37.231.323	22.943.986	19.859.313
Amortización				
Gasto de administración.	3.100.417	3.797.416	1.469.867	1.887.722
Total amortización	3.100.417	3.797.416	1.469.867	1.887.722
Total	49.196.998	41.028.739	24.413.853	21.747.035

28.4.- Otras ganancias (pérdidas).

Detalle	01-01-2026	01-01-2025	01-04-2026	01-04-2025
	30-06-2026	30-06-2025	30-06-2026	30-06-2025
	M\$	M\$	M\$	M\$
Castigos o retiros de propiedades, planta y equipos.	(7.273.071)	(4.388.330)	(2.995.947)	(2.788.548)
Venta de chatarra.	656.241	486.675	235.028	304.220
Venta de propiedades, planta y equipo.	12.405			
Juicios o arbitrajes.	(1.435.967)	(11.974.193)	(534.547)	(2.843.949)
Remuneraciones del directorio.	(123.193)	(102.470)	(56.792)	(42.981)
Indemnizaciones percibidas.	465.461	164.145	68.161	164.145
Otras ganancias (pérdidas). (*)	1.252.687	1.735.956	1.072.584	251.088
Aportes de terceros para financiar obras propias.	7.717.596	9.179.201	4.012.342	4.343.569
Total	1.272.159	(4.899.016)	1.800.829	(612.456)

- (*) Al 30 de junio de 2026 el ítem Otras ganancias (pérdidas) está compuesto por ingresos por recuperación de deudas castigadas por M\$ 478.540, multas de proveedores por M\$ (119.126), recuperación de gastos por M\$ 651.412, ingreso penalización por incumplimiento por M\$ 177.670 y otros ingresos de M\$ 64.191. Al 30 de junio de 2025 el ítem Otras (pérdidas) ganancias está compuesto por ingresos por recuperación de deudas castigadas por M\$ 738.059, ingresos por multas a proveedores por M\$ 20.981, aportes reembolsables por M\$ 586.393, indemnizaciones por M\$ 498.936, gastos por deducible seguros por M\$ (187.852) y otros ingresos por M\$ 79.439.

29.- RESULTADO FINANCIERO.

Los ítems adjuntos de ingresos financieros, costos financieros, resultados por unidades de reajustes y ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera del estado de resultados por función por los períodos terminados al 30 de junio de 2026 y 2025 se detallan a continuación.

Resultado financiero	01-01-2026 30-06-2026 M\$	01-01-2025 30-06-2025 M\$	01-04-2026 30-06-2026	01-04-2025 30-06-2025
Ingresos financieros				
Intereses comerciales.	2.983.847	3.064.399	1.514.710	1.477.131
Ingresos por otros activos financieros.	33.437.600	5.668.512	30.136.272	3.347.218
Ingreso por intereses tesorería centralizada.	1.083.052	649.614	459.098	235.375
Otros ingresos financieros. (*)	12.500.274	821.309	6.085.801	474.568
Total ingresos financieros	50.004.773	10.203.834	38.195.881	5.534.292
Costos financieros				
Gastos por préstamos bancarios.	(13.978.906)	(11.661.411)	(7.420.148)	(6.325.789)
Gastos por obligaciones con el público (bonos).	(12.153.943)	(13.498.238)	(6.120.909)	(6.704.715)
Gastos por arrendamientos financieros.	(1.069.489)	(1.083.241)	(530.227)	(582.319)
Gastos por valoración derivados financieros.	(38.165.205)	(6.130.494)	(32.504.203)	(3.465.156)
Gastos por intereses tesorería centralizada.	(761.219)	(119.190)	(342.965)	(56.843)
Gastos por intereses préstamos empresas relacionadas.	(5.833.324)	(4.153.404)	(2.964.707)	(2.096.154)
Otros gastos. (**)	(1.909.849)	(969.767)	(1.013.344)	(483.601)
Total costos financieros	(73.871.935)	(37.615.745)	(50.896.503)	(19.714.577)
Total ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera (Nota 29.1)	2.299	561.101	8.339	204.033
Total resultados por unidades de reajuste (Nota 29.2)	(19.157.468)	(17.157.669)	(16.742.743)	(7.549.428)
Total	(43.022.331)	(44.008.479)	(29.435.026)	(21.525.680)

- (*) El ítem otros ingresos financieros al 30 de junio de 2026 está compuesto por intereses de reliquidación por M\$ 12.496.987 Y otros ingresos por M\$ 3.287. Al 30 de junio de 2025 está compuesto por ingresos de intereses de convenios de largo plazo por M\$ 712.850 e intereses de reliquidación por M\$ 108.459.
- (**) El ítem otros gastos de los costos financieros al 30 de junio de 2026 está compuesto por costos de intereses de beneficios al personal en base a NIC 19 por M\$ 762.266, gastos por intereses de convenios M\$ 617.473, intereses por remesas extranjeras M\$ 357.067, intereses por comisiones bancarias M\$ 145.795 y otros gastos por M\$ 27.248. Al 30 de junio de 2025 está compuesto por costos de intereses de beneficios al personal en base a NIC 19 por M\$ 736.016, intereses de reliquidación por M\$ 11.460 y por otros gastos por M\$ 222.291.

29.1.- Composición ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera.

Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	01-01-2026	01-01-2025	01-04-2026	01-04-2025
	30-06-2026	30-06-2025	30-06-2026	30-06-2025
	M\$	M\$	M\$	M\$
Diferencias de cambio por activos				
Efectivo y equivalentes al efectivo.	(37.792)	532.336	(2.466)	562.296
Otros activos financieros.	7.533.790	(5.966.782)	(3.113.617)	3.496.178
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	2.460.590	(27.983.846)	(3.645.755)	(855.177)
Total diferencias de cambio por activos	9.956.588	(33.418.292)	(6.761.838)	3.203.297
Diferencias de cambio por pasivos				
Otros pasivos financieros.	(10.438.816)	8.106.082	544.178	(2.614.063)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	(2.156.379)	26.841.131	3.529.852	585.914
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	2.639.250	(970.900)	2.695.860	(970.900)
Otras provisiones.	1.656	3.080	287	(215)
Total diferencias de cambio por pasivos	(9.954.289)	33.979.393	6.770.177	(2.999.264)
Total diferencia de cambios neta	2.299	561.101	8.339	204.033

Los efectos en resultados de los períodos terminados al 30 de junio de 2026 y 2025 de los ítems Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar y Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar se deben principalmente a la diferencia de cambio experimentada en ambos, debido a mecanismo transitorio de estabilización de precios de la Ley N° 21.185 expuesto en nota 4.4.

29.2.- Composición unidades de reajuste.

Resultado por unidades de reajuste	01-01-2026	01-01-2025	01-04-2026	01-04-2025
	30-06-2026	30-06-2025	30-06-2026	30-06-2025
	M\$	M\$	M\$	M\$
Unidades de reajuste por activos				
Otros activos financieros.	48.419	542.730		224.450
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	319.166	256.996	291.710	110.977
Activos por impuestos.	40.891	1.165	26.372	1.165
Total unidades de reajuste por activos	408.476	800.891	318.082	336.592
Unidades de reajuste por pasivos				
Otros pasivos financieros.	(17.633.294)	(17.030.217)	(15.794.514)	(7.413.952)
Pasivos por arrendamientos.	(949.333)	(446.688)	(777.368)	(188.245)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	(983.317)	(481.655)	(488.943)	(283.823)
Total unidades de reajuste por pasivos	(19.565.944)	(17.958.560)	(17.060.825)	(7.886.020)
Total unidades de reajuste neto	(19.157.468)	(17.157.669)	(16.742.743)	(7.549.428)

30.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.

En los períodos terminados al 30 de junio de 2026 y 2025 se procedió a calcular y contabilizar el impuesto a la renta con una tasa del 27%, en base a lo dispuesto por la Ley N° 20.780, publicada en el Diario Oficial con fecha 29 de septiembre de 2014. La sociedad se encuentra incorporada al sistema de tributación parcialmente integrado.

30.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.

Durante el período terminado al 30 de junio de 2026 se originó un abono a resultados por impuesto a las ganancias ascendente a M\$ 2.090.306 y durante el período terminado al 30 de junio de 2025 un abono por M\$ 3.237.318.

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes corriente y diferida	01-01-2026 30-06-2026 M\$	01-01-2025 30-06-2025 M\$	01-04-2026 30-06-2026 M\$	01-04-2025 30-06-2025 M\$
Impuestos corrientes a las ganancias				
(Gasto) ingreso por impuestos corrientes.	(2.058.968)	(862.507)	(1.083.688)	93.658
Ajustes al impuesto corriente de períodos anteriores.	(25.617)		(25.617)	
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(2.084.585)	(862.507)	(1.109.305)	93.658
Impuestos diferidos				
(Gasto) ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias.	4.230.192	3.988.052	10.275.851	797.996
Ajustes por impuestos diferidos de períodos anteriores.	(55.301)	111.773	(22.066)	111.773
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos , neto	4.174.891	4.099.825	10.253.785	909.769
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	2.090.306	3.237.318	9.144.480	1.003.427

30.2.- Conciliación entre el resultado por impuestos a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.

El siguiente cuadro muestra la conciliación entre el impuesto a las ganancias contabilizado y el que resultaría de aplicar la tasa efectiva por los períodos terminados al 30 de junio de 2026 y 2025.

Conciliación del gasto por impuestos utilizando la tasa legal con el gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	01-01-2026 30-06-2026 M\$	01-01-2026 30-06-2026 %	01-01-2025 30-06-2025 M\$	01-01-2025 30-06-2025 %	01-04-2026 30-06-2026 M\$	01-04-2026 30-06-2026 %	01-04-2025 30-06-2025 M\$	01-04-2025 30-06-2025 %
Ganancia contable	26.285.577		5.417.775		(1.084.603)		3.273.883	
Total de (gasto) ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(7.097.106)	27,0 %	(1.462.799)	27,0 %	292.843	27,0 %	(883.948)	27,0 %
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable. (*)	9.310.238	(35,4)%	4.629.670	(85,5)%	8.927.659	823,1 %	1.799.859	(55,0)%
Efecto fiscal de pérdidas fiscales.	(41.907)	0,2 %	(41.325)	0,8 %	(28.336)	(2,6)%	(26.980)	0,8 %
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y gasto por impuestos (ingreso).	(80.919)	0,3 %	111.772	(2,1)%	(47.686)	(4,4)%	114.496	(3,5)%
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	9.187.412	(34,9)%	4.700.117	(86,8)%	8.851.637	816,1 %	1.887.375	(57,7)%
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	2.090.306	(7,9)%	3.237.318	(59,8)%	9.144.480	843,1 %	1.003.427	(30,7)%

El detalle del efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable es el siguiente:

(*) Detalle Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	01-01-2026 30-06-2026 M\$	01-01-2025 30-06-2025 M\$	01-04-2026 30-06-2026 M\$	01-04-2025 30-06-2025 M\$
Correcciones monetarias (Capital propio tributario - Inversiones).	9.976.896	8.367.491	9.208.603	3.416.952
Multas fiscales.	(656.183)	(3.745.663)	(407.413)	(1.888.076)
Otras diferencias permanentes.	(10.475)	7.842	126.469	270.983
Total	9.310.238	4.629.670	8.927.659	1.799.859

30.3.- Efecto en los resultados integrales por impuestos a las ganancias.

Importes antes de impuestos	01-01-2026 30-06-2026			01-01-2025 30-06-2025			01-04-2026 30-06-2026			01-04-2025 30-06-2025		
	Importe antes de impuestos	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos	Importe antes de impuestos	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos	Importe antes de impuestos	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos	Importe antes de impuestos	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Cobertura de flujo de efectivo.	(193.552)	52.259	(141.293)	(392.427)	105.955	(286.472)	(1.916.327)	517.409	(1.398.918)	(1.487.320)	401.576	(1.085.744)
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos.	396.046	(106.932)	289.114	1.217.908	(328.835)	889.073	724.547	(195.628)	528.919	(501.239)	135.333	(365.906)
Total		(54.673)			(222.880)			321.781			536.909	

31.- GANANCIAS POR ACCIÓN.

La utilidad o pérdida por acción básica se calcula dividiendo la utilidad atribuible a los accionistas de Compañía General de Electricidad S.A. entre el promedio ponderado de las acciones comunes en circulación en el año, excluyendo de existir, las acciones comunes adquiridas por la Sociedad y mantenidas como acciones de tesorería.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCIÓN	01-01-2026 30-06-2026	01-01-2025 30-06-2025
	M\$	M\$
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	26.450.003	6.419.662
Ganancia (pérdida) por acción básica y diluidas en operaciones continuadas (\$).	13,09	3,18
Cantidad de acciones	2.019.896.893	2.019.896.893

No existen transacciones o conceptos que generen efecto dilutivo.

32.- INFORMACIÓN POR SEGMENTO.

32.1.- Criterios de segmentación.

La Gerencia ha determinado los segmentos operativos sobre la base de los informes revisados por el comité ejecutivo estratégico. El comité considera el negocio desde una perspectiva asociada al tipo de servicio o producto vendido (electricidad en Chile).

Los segmentos operativos reportables derivan sus ingresos principalmente de la distribución, transmisión y generación eléctrica. En relación con las características del negocio de dichos segmentos (ver nota 2).

Los indicadores utilizados por el comité ejecutivo para la medición de desempeño y asignación de recursos a cada segmento están vinculados con el margen de cada actividad y su EBITDA (Donde Ebitda se determina como (+) Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales (+) Depreciación y retiros (+) Amortización).

La información por segmentos que se entrega al comité ejecutivo estratégico de los segmentos reportables a nivel de estado de situación, estado de resultados por función y el estado de flujo de efectivo, es la siguiente:

32.2.- Cuadros patrimoniales.

32.2.1.- Activos por segmentos.

ACTIVOS	Eléctrico Chile		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	30-06-2026 M\$	31-12-2025 M\$	30-06-2026 M\$	31-12-2025 M\$	30-06-2026 M\$	31-12-2025 M\$
ACTIVOS CORRIENTES						
Efectivo y equivalentes al efectivo.	35.199.536	28.288.013			35.199.536	28.288.013
Otros activos financieros corrientes.	5.469.300				5.469.300	0
Otros activos no financieros corrientes.	4.420.188	3.079.196			4.420.188	3.079.196
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes.	799.819.148	812.364.214			799.819.148	812.364.214
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes.	11.511.563	5.146.220	(2.385.016)	(3.278.629)	9.126.547	1.867.591
Inventarios corrientes.	5.068.096	4.452.597			5.068.096	4.452.597
Activos por impuestos corrientes.	381.628	1.034.244	(381.628)		0	1.034.244
Activos corrientes totales	861.869.459	854.364.484	(2.766.644)	(3.278.629)	859.102.815	851.085.855
ACTIVOS NO CORRIENTES						
Otros activos financieros no corrientes.	4.711.910	2.706.041			4.711.910	2.706.041
Otros activos no financieros no corrientes.	8.280	8.280			8.280	8.280
Cuentas por cobrar no corrientes.	650.250.468	681.214.603			650.250.468	681.214.603
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	56.408.111	55.312.290	(56.408.111)	(55.312.290)	0	0
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	615.312.645	617.500.991			615.312.645	617.500.991
Plusvalía.	161.446.233	161.446.233			161.446.233	161.446.233
Propiedades, planta y equipo.	1.755.081.906	1.724.853.142			1.755.081.906	1.724.853.142
Propiedad de inversión.	10.854.348	10.854.348			10.854.348	10.854.348
Activos por derecho de uso.	25.582.546	28.309.893			25.582.546	28.309.893
Activos por impuestos diferidos.	42.963.019	39.334.666			42.963.019	39.334.666
Activos no corrientes totales	3.322.619.466	3.321.540.487	(56.408.111)	(55.312.290)	3.266.211.355	3.266.228.197
TOTAL DE ACTIVOS	4.184.488.925	4.175.904.971	(59.174.755)	(58.590.919)	4.125.314.170	4.117.314.052

32.2.2.- Pasivos y Patrimonio por segmentos.

PASIVOS	Eléctrico Chile		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	30-06-2026 M\$	31-12-2025 M\$	30-06-2026 M\$	31-12-2025 M\$	30-06-2026 M\$	31-12-2025 M\$
PASIVOS CORRIENTES						
Otros pasivos financieros corrientes.	614.646.613	417.410.666			614.646.613	417.410.666
Pasivos por arrendamientos corrientes.	5.998.844	6.395.674			5.998.844	6.395.674
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	605.871.203	633.060.444	167	15	605.871.370	633.060.459
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes.	108.745.503	78.286.886	(2.385.183)	(3.278.644)	106.360.320	75.008.242
Otras provisiones a corto plazo.	43.059.730	49.979.342			43.059.730	49.979.342
Pasivos por impuestos corrientes.	1.624.042		(381.628)		1.242.414	0
Otros pasivos no financieros corrientes.	29.021.871	19.323.078			29.021.871	19.323.078
Pasivos corrientes totales	1.408.967.806	1.204.456.090	(2.766.644)	(3.278.629)	1.406.201.162	1.201.177.461
PASIVOS NO CORRIENTES						
Otros pasivos financieros no corrientes.	758.686.818	800.219.162			758.686.818	800.219.162
Pasivos por arrendamientos no corrientes.	6.540.780	6.707.935			6.540.780	6.707.935
Cuentas por pagar no corrientes.	118.511.447	219.508.836			118.511.447	219.508.836
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes.	247.880.524	328.320.729			247.880.524	328.320.729
Otras provisiones a largo plazo.		136		(136)	0	0
Pasivo por impuestos diferidos.	28.101.806	28.593.670			28.101.806	28.593.670
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados.	26.556.882	26.828.878			26.556.882	26.828.878
Pasivos no corrientes totales	1.186.278.257	1.410.179.346	0	(136)	1.186.278.257	1.410.179.210
TOTAL DE PASIVOS	2.595.246.063	2.614.635.436	(2.766.644)	(3.278.765)	2.592.479.419	2.611.356.671
PATRIMONIO						
Capital emitido y pagado.	1.243.999.926	1.243.999.926	(11.576.501)	(11.576.501)	1.232.423.425	1.232.423.425
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	404.938.585	377.417.439	(35.549.755)	(34.477.112)	369.388.830	342.940.327
Otras reservas.	(99.464.409)	(99.616.615)	(9.254.145)	(9.230.632)	(108.718.554)	(108.847.247)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.549.474.102	1.521.800.750	(56.380.401)	(55.284.245)	1.493.093.701	1.466.516.505
Participaciones no controladoras.	39.768.760	39.468.785	(27.710)	(27.909)	39.741.050	39.440.876
Patrimonio total	1.589.242.862	1.561.269.535	(56.408.111)	(55.312.154)	1.532.834.751	1.505.957.381
TOTAL DE PASIVOS Y PATRIMONIO	4.184.488.925	4.175.904.971	(59.174.755)	(58.590.919)	4.125.314.170	4.117.314.052

32.3.- Cuadros de resultados por segmentos.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCIÓN	Eléctrico Chile				Ajustes de consolidación				Consolidado			
	01-01-2026	01-01-2025	01-04-2026	01-04-2025	01-01-2026	01-01-2025	01-04-2026	01-04-2025	01-01-2026	01-01-2025	01-04-2026	01-04-2025
	30-06-2026	30-06-2025	30-06-2026	30-06-2025	30-06-2026	30-06-2025	30-06-2026	30-06-2025	30-06-2026	30-06-2025	30-06-2026	30-06-2025
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	1.171.385.792	1.204.819.231	593.308.615	608.746.687		(48.993)		(1)	1.171.385.792	1.204.770.238	593.308.615	608.746.686
Costo de ventas.	(1.034.293.991)	(1.070.136.960)	(526.862.324)	(544.846.614)		49.335			(1.034.293.991)	(1.070.087.625)	(526.862.324)	(544.846.614)
Ganancia bruta	137.091.801	134.682.271	66.446.291	63.900.073	0	342	0	(1)	137.091.801	134.682.613	66.446.291	63.900.072
Otros ingresos.	7.882.056	7.741.504	3.985.545	3.930.910	(851.076)	(812.387)	(428.939)	(408.960)	7.030.980	6.929.117	3.556.606	3.521.950
Gasto de administración.	(66.220.831)	(65.509.447)	(32.341.098)	(33.823.368)	851.076	812.045	428.939	408.961	(65.369.755)	(64.697.402)	(31.912.159)	(33.414.407)
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.	(10.717.277)	(22.589.058)	(11.541.144)	(8.595.596)					(10.717.277)	(22.589.058)	(11.541.144)	(8.595.596)
Otras ganancias (pérdidas).	1.272.159	(4.899.016)	1.800.829	(612.456)					1.272.159	(4.899.016)	1.800.829	(612.456)
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	69.307.908	49.426.254	28.350.423	24.799.563	0	0	0	0	69.307.908	49.426.254	28.350.423	24.799.563
Ingresos financieros.	50.077.745	10.268.507	38.239.277	5.571.802	(72.972)	(64.673)	(43.396)	(37.510)	50.004.773	10.203.834	38.195.881	5.534.292
Costos financieros.	(73.944.907)	(37.680.418)	(50.939.899)	(19.752.087)	72.972	64.673	43.396	37.510	(73.871.935)	(37.615.745)	(50.896.503)	(19.714.577)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	2.256.803	2.655.981	(884.637)	1.411.487	(2.256.803)	(2.655.981)	884.637	(1.411.487)	0	0	0	0
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera.	2.299	561.101	8.339	204.033					2.299	561.101	8.339	204.033
Resultados por unidades de reajuste.	(19.157.468)	(17.157.669)	(16.742.743)	(7.549.428)					(19.157.468)	(17.157.669)	(16.742.743)	(7.549.428)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	28.542.380	8.073.756	(1.969.240)	4.685.370	(2.256.803)	(2.655.981)	884.637	(1.411.487)	26.285.577	5.417.775	(1.084.603)	3.273.883
Beneficio (gasto) por impuestos a las ganancias.	2.090.306	3.237.318	9.144.480	1.003.427					2.090.306	3.237.318	9.144.480	1.003.427
Ganancia (pérdida)	30.632.686	11.311.074	7.175.240	5.688.797	(2.256.803)	(2.655.981)	884.637	(1.411.487)	28.375.883	8.655.093	8.059.877	4.277.310
Ganancia (pérdida) atribuible a												
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	28.704.063	9.072.577	8.138.320	4.486.292	(2.254.060)	(2.652.915)	(707.936)	(1.409.802)	26.450.003	6.419.662	7.430.384	3.076.490
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras.	1.928.623	2.238.497	630.485	1.202.505	(2.743)	(3.066)	(992)	(1.685)	1.925.880	2.235.431	629.493	1.200.820
Ganancia (pérdida)	30.632.686	11.311.074	8.768.805	5.688.797	(2.256.803)	(2.655.981)	(708.928)	(1.411.487)	28.375.883	8.655.093	8.059.877	4.277.310
Depreciación y retiros.	46.096.581	37.231.323	22.943.986	19.859.313					46.096.581	37.231.323	22.943.986	19.859.313
Amortización.	3.100.417	3.797.416	1.469.867	1.887.722					3.100.417	3.797.416	1.469.867	1.887.722
EBITDA	118.504.906	90.454.993	52.764.276	46.546.598	0	0	0	0	118.504.906	90.454.993	52.764.276	46.546.598

32.4.- Flujos de efectivo por segmento por método directo.

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR MÉTODO DIRECTO	Eléctrico Chile		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	01-01-2026	01-01-2025	01-01-2026	01-01-2025	01-01-2026	01-01-2025
	30-06-2026	30-06-2025	30-06-2026	30-06-2025	30-06-2026	30-06-2025
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación.	61.946.866	44.842.603	(3.007.198)	(4.270.075)	58.939.668	40.572.528
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión.	(92.555.678)	(69.636.632)	877.435	(1.386.898)	(91.678.243)	(71.023.530)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación.	37.558.127	38.253.531	2.129.763	5.656.973	39.687.890	43.910.504
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	6.949.315	13.459.502	0	0	6.949.315	13.459.502
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.	(37.792)	524.538			(37.792)	524.538
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	6.911.523	13.984.040	0	0	6.911.523	13.984.040
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	28.288.013	58.863.189			28.288.013	58.863.189
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio	35.199.536	72.847.229	0	0	35.199.536	72.847.229

33.- SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA.

33.1.- Resumen de saldos en moneda extranjera.

Saldos al 30 de junio de 2026.

Resumen moneda extranjera	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes			Total 30-06-2026 M\$
			Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Total corrientes M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Total no corrientes M\$	
Activos corrientes.	US \$	243.557.103	58.772.314	184.784.789	243.557.103			0	243.557.103
Activos corrientes.	EUR \$	44.235	44.235		44.235			0	44.235
Activos no corrientes.	US \$	135.688.042			0	135.688.042		135.688.042	135.688.042
Total activos en moneda extranjera	M/e	379.289.380	58.816.549	184.784.789	243.601.338	135.688.042	0	135.688.042	379.289.380
Pasivos corrientes.	US \$	365.398.604	65.489.639	299.908.965	365.398.604			0	365.398.604
Pasivos corrientes.	EUR \$	2.799.865	2.672.622	127.243	2.799.865			0	2.799.865
Pasivos corrientes.	CNH \$	115.654.487	30.161.462	85.493.025	115.654.487			0	115.654.487
Pasivos no corrientes.	US \$	120.020.344			0	120.020.344		120.020.344	120.020.344
Pasivos no corrientes.	EUR \$	88.939.952			0	88.939.952		88.939.952	88.939.952
Pasivos no corrientes.	CNH \$	66.306.884			0	65.114.766	1.192.118	66.306.884	66.306.884
Total pasivos en moneda extranjera	M/e	759.120.136	98.323.723	385.529.233	483.852.956	274.075.062	1.192.118	275.267.180	759.120.136

Saldos al 31 de diciembre de 2025.

Resumen moneda extranjera	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes			Total 31-12-2025 M\$
			Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Total corrientes M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Total no corrientes M\$	
Activos corrientes.	US \$	235.494.004	58.083.586	177.410.418	235.494.004			0	235.494.004
Activos corrientes.	EUR \$	53.465	53.465		53.465			0	53.465
Activos no corrientes.	US \$	237.956.960			0	237.956.960		237.956.960	237.956.960
Total activos en moneda extranjera	M/e	473.504.429	58.137.051	177.410.418	235.547.469	237.956.960	0	237.956.960	473.504.429
Pasivos corrientes.	US \$	287.985.663	93.928.539	194.057.124	287.985.663			0	287.985.663
Pasivos corrientes.	EUR \$	254.162	127.100	127.062	254.162			0	254.162
Pasivos corrientes.	CNH \$	82.610.634	20.366.501	62.244.133	82.610.634			0	82.610.634
Pasivos no corrientes.	US \$	295.521.356			0	295.521.356		295.521.356	295.521.356
Pasivos no corrientes.	EUR \$	167.162.104			0	167.162.104		167.162.104	167.162.104
Pasivos no corrientes.	CNH \$	54.808.599			0	53.666.339	1.142.260	54.808.599	54.808.599
Total pasivos en moneda extranjera	M/e	888.342.518	114.422.140	256.428.319	370.850.459	516.349.799	1.142.260	517.492.059	888.342.518

33.2.- Saldos en moneda extranjera, activos.

Saldos al 30 de junio de 2026.

Detalle moneda extranjera - activos corrientes y no corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes		Total activos 30-06-2026 M\$
			Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Total corrientes M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Total no corrientes M\$	
Efectivo y equivalentes al efectivo.	US \$	19.922	19.922		19.922		0	19.922
Efectivo y equivalentes al efectivo.	EUR \$	44.235	44.235		44.235		0	44.235
Otros activos financieros.	US \$	5.469.300		5.469.300	5.469.300		0	5.469.300
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	US \$	238.067.881	58.752.392	179.315.489	238.067.881		0	238.067.881
Cuentas por cobrar.	US \$	135.688.042			0	135.688.042	135.688.042	135.688.042
Total activos en moneda extranjera	M/e	379.289.380	58.816.549	184.784.789	243.601.338	135.688.042	135.688.042	379.289.380

Saldos al 31 de diciembre de 2025.

Detalle moneda extranjera - activos corrientes y no corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes		Total activos
			Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Total corrientes M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Total no corrientes M\$	31-12-2025 M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo.	US \$	21.556	21.556		21.556		0	21.556
Efectivo y equivalentes al efectivo.	EUR \$	53.465	53.465		53.465		0	53.465
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	US \$	235.472.448	58.062.030	177.410.418	235.472.448		0	235.472.448
Cuentas por cobrar.	US \$	237.956.960			0	237.956.960	237.956.960	237.956.960
Total activos en moneda extranjera	M/e	473.504.429	58.137.051	177.410.418	235.547.469	237.956.960	237.956.960	473.504.429

33.3.- Saldos en moneda extranjera, pasivos.

Saldos al 30 de junio de 2026.

Detalle moneda extranjera - pasivos corrientes y no corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes			Total pasivos
			Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Total corrientes M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Total no corrientes M\$	30-06-2026 M\$
Otros pasivos financieros.	US \$	130.931.637	6.439.253	122.877.083	129.316.336	1.615.301		1.615.301	130.931.637
Otros pasivos financieros.	EUR \$	8.184.161	2.672.622		2.672.622	5.511.539		5.511.539	8.184.161
Otros pasivos financieros.	CNH \$	180.468.222	30.161.462	85.191.994	115.353.456	65.114.766		65.114.766	180.468.222
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	US \$	235.989.665	59.050.386	176.939.279	235.989.665			0	235.989.665
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	CNH \$	1.493.149		301.031	301.031		1.192.118	1.192.118	1.493.149
Otras provisiones a corto plazo.	US \$	92.603		92.603	92.603			0	92.603
Cuentas por pagar.	US \$	118.405.043			0	118.405.043		118.405.043	118.405.043
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	EUR \$	83.555.656		127.243	127.243	83.428.413		83.428.413	83.555.656
Total pasivos en moneda extranjera		759.120.136	98.323.723	385.529.233	483.852.956	274.075.062	1.192.118	275.267.180	759.120.136

Saldos al 31 de diciembre de 2025.

Detalle moneda extranjera - pasivos corrientes y no corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes			Total pasivos 31-12-2025 M\$
			Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Total corrientes M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Total no corrientes M\$	
Otros pasivos financieros.	US \$	130.844.964	35.562.822	19.168.220	54.731.042	76.113.922		76.113.922	130.844.964
Otros pasivos financieros.	EUR \$	4.596.016	126.452		126.452	4.469.564		4.469.564	4.596.016
Otros pasivos financieros.	CNH \$	136.001.709	20.366.501	61.968.869	82.335.370	53.666.339		53.666.339	136.001.709
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	US \$	233.157.029	58.365.717	174.791.312	233.157.029			0	233.157.029
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	EUR \$	648	648		648			0	648
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	CNH \$	1.417.524		275.264	275.264		1.142.260	1.142.260	1.417.524
Otras provisiones a corto plazo.	US \$	97.592		97.592	97.592			0	97.592
Cuentas por pagar.	US \$	219.407.434			0	219.407.434		219.407.434	219.407.434
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	EUR \$	162.819.602		127.062	127.062	162.692.540		162.692.540	162.819.602
Total pasivos en moneda extranjera		888.342.518	114.422.140	256.428.319	370.850.459	516.349.799	1.142.260	517.492.059	888.342.518

34.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.

A la fecha de los estados financieros consolidados intermedios los litigios más relevantes de Compañía General de Electricidad S.A. son los siguientes:

34.1.- Juicios y otras acciones legales.

34.1.1.-	Nombre del juicio	:	“Sernac con CGE Distribución S.A.”.
	Fecha de inicio	:	11 de septiembre de 2017.
	Tribunal	:	11° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°	:	18.943-2017.
	Materia	:	Demanda en defensa del interés colectivo de los consumidores. (Demanda Colectiva por los temporales de junio y julio de 2017 que afectaron a la zona centro y sur del país).
	Cuantía	:	Indeterminada.
	Estado	:	Cumplimiento incidental de la sentencia. 2 de abril de 2025. Se oficia a Banco Estado para regularizar abono. Con fecha 14 de abril de 2025. Tribunal adjunto certificado de depósito de Banco Estado. Con fecha 26 de enero de 2026 se archiva el expediente en el tribunal.
34.1.2.-	Nombre del juicio	:	“Servicios Profesionales S.A. con CGE”.
	Fecha de inicio	:	4 de octubre de 2019.
	Tribunal	:	19° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°	:	27.454-2019.
	Cuantía	:	M\$ 212.541.
	Materia	:	Demanda de Responsabilidad Civil Contractual.
	Estado	:	Con fecha 26 de septiembre de 2023 fuimos notificados de la sentencia de primera instancia que acogió la demanda y condenó a CGE al pago de M\$ 132.541 por saldo insoluto en el cumplimiento del contrato entre las partes y M\$ 40.000 por concepto de lucro cesante. Se presentó apelación la que se encuentra pendiente en relación desde el 23 de octubre de 2023 Rol 15.691-2023. Con fecha 15 de octubre de 2023 por parte del demandante interpuso un recurso de aclaración, rectificación o enmienda, el 20 de octubre de 2023 el tribunal dicto no ha lugar al recurso y se declaró incompetente para pronunciarse sobre el mismo.
34.1.3.-	Nombre del juicio	:	“Pontigo con CGE”.
	Fecha de inicio	:	1 de agosto de 2020.
	Tribunal	:	1° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°	:	10.345-2020.
	Materia	:	Demanda de Responsabilidad Civil Extracontractual (incendio El Peral).
	Cuantía	:	M\$ 1.005.382.
	Estado	:	Sentencia de primera instancia dictada con fecha 29 de marzo de 2023, condena a CGE al pago de M\$ 116.385 más intereses y reajustes hasta la fecha del pago efectivo. CGE presentó apelación con fecha 5 de mayo de 2023, la que se encuentra pendiente. En relación desde el 18 de mayo de 2024. Rol ICA N° 6.504-2023.

- 34.1.4.- Nombre del juicio : “Ingeniería y Construcción Parada Limitada con CGE”.
Fecha de inicio : 28 de diciembre de 2021.
Tribunal : 2° Juzgado Civil de San Bernardo.
Rol N° : 2.850-2020.
Materia : Demanda de Responsabilidad Civil Contractual.
Cuantía : M\$ 9.444.050.
Estado : Con fecha 8 de abril de 2025, se dictó sentencia en que se acogió la demanda en su integridad y se condenó a CGE a pagar a la demandante la suma de M\$ 9.444.050. Con fecha 17 de mayo de 2025, CGE presentó apelación y casación en la forma de la sentencia. Ambas apelaciones se encuentran en la Corte de Apelaciones de San Miguel con los Roles de ingreso N° 1.050-2025 y 1.051-2025. Con fecha 11 de julio de 2025 se acumularon los roles de corte quedando vigente el N° 1.050-2025. Con fecha 18 de julio de 2025. Corte rechazó recurso de reposición deducida por la parte demandante, que solicitaba declarar inadmisibles en forma conjunta el recurso de casación en la forma y el recurso de apelación interpuesto por la parte demandada.
- 34.1.5.- Nombre del juicio : “PMGD Darling SpA. con CGE”.
Fecha inicio : 9 de marzo de 2022.
Tribunal : 21° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N° : 499-2022.
Materia : Demanda de Responsabilidad Civil Contractual (PMGD).
Cuantía : UF 4.040 más M\$ 756.444.
Estado : Con fecha 9 de mayo de 2025, el tribunal dictó sentencia en primera instancia, acogiendo parcialmente la demanda, en cuanto condenó a CGE al pago de M\$ 705.314. a título de daño emergente. El 23 de mayo de 2025, CGE y demandante apelaron la sentencia. Rol ICA N° 9.130-2025. En relación.
- 34.1.6.- Nombre del juicio : “PMGD Pepa SpA. con CGE”.
Fecha inicio : 9 de marzo de 2022.
Tribunal : 24° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N° : 495-2022.
Materia : Demanda de Responsabilidad Civil Contractual (PMGD).
Cuantía : UF 7.969 más M\$ 795.428.
Estado : Con fecha 23 de enero de 2024 fue notificada la sentencia de primera instancia que acogió la demanda, condenando a CGE al pago de UF 7.969 por concepto de daño emergente y a M\$ 745.562 por concepto de lucro cesante. Con fecha 29 de enero de 2024 se presentó recurso de apelación, que se encuentra en relación en Corte de Apelaciones, con el Rol N° 2.919-2024. Sin movimientos.

- 34.1.7.- Nombre del juicio : “ODECU con CGE”.
Fecha de inicio : 25 de octubre de 2022.
Tribunal : 20° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N° : 7.870-2022.
Materia : Demanda en defensa del interés colectivo de los consumidores. (Demanda Colectiva)
Cuantía : M\$ 317.199.
Estado : Con fecha 29 de julio de 2025 se dictó sentencia y se resolvió: I.- Que se rechazan las tachas opuestas por el demandante, sin costas. II.- Que, se acoge la demanda interpuesta por ODECU sólo en cuanto se ha establecido que CGE Distribución S.A. ha incurrido en infracción al artículo 25 de la Ley N° 19.496. III. Que se rechaza la excepción de incompetencia. IV. Que se rechaza la excepción de inaplicabilidad de la LPDC, por aplicación del principio de especialidad. V. Que se rechaza la excepción de falta de delimitación de la demanda. VI. Que se rechaza la excepción fundamentada en el principio Non Bis in Idem. VII. Que se acoge la excepción de pago. VIII. Que, se rechaza la demanda de indemnización de perjuicios. IX. Que, se impone una multa a CGE Distribución S.A. ascendente a la suma de 1.500 UTM. X. Dese cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 58 bis de la Ley N° 19.496. XI. Que cada parte pagará sus costas. Sentencia fue notificada con fecha 20 de agosto de 2025, ODECU interpone recurso de casación en la forma y apelación, CGE adhiere a la apelación con fecha 25 de septiembre de 2025 causa Rol N° 16.112-2025 solicitando desestimar la demanda íntegramente, en subsidio, solicita la rebaja de la multa aplicada. La causa se encuentra en relación y acumulada al Rol ICA N° 3.321-2025.
- 34.1.8.- Nombre del juicio : “Flores y otros con CGE”.
Fecha inicio : 19 de diciembre de 2022.
Tribunal : 2° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N° : 14.461-2022.
Materia : Demanda de Responsabilidad Civil Extracontractual (incendio).
Cuantía : M\$ 1.791.293.
Estado : Con fecha 13 de octubre de 2025 se dictó sentencia en contra de CGE, la que acogió parcialmente la demanda de indemnización de perjuicios, y rechazó la indemnización solicitada por concepto de daño patrimonial respecto de todos los demandados, por no haberse acreditado suficientemente la cuantía de los perjuicios reclamados. Se condena a CGE a pagar por concepto de indemnización por daño moral de M\$ 400.000. Con fecha 18 de noviembre de 2025 se presenta recurso de apelación, encontrándose pendiente su remisión a la Corte de Apelaciones de Santiago. Rol N° 1.416-2026, resolución.

- 34.1.9.- Nombre del juicio : “Inmobiliaria SAC con CGE”.
Fecha inicio : 21 de enero de 2023.
Tribunal : Juzgado de Policía Local de Padre Hurtado.
Rol Nº : 187.395-PC.
Materia : Demanda por infracción Ley del Consumidor.
Cuantía : M\$ 207.040.
Estado : Con fecha 27 de junio de 2025 la Ilustrísima Corte de Apelaciones de San Miguel revocó sentencia de primera instancia resolviendo acogerla de forma parcial, a saber: I.- Se le condena al pago de una multa a beneficio fiscal de 200 (doscientas) unidades tributarias mensuales. II.- Se acoge la demanda civil de indemnización de perjuicios en contra de Compañía General de Electricidad S.A., solo en cuanto se condena a la demandada a pagar a la actora la suma de M\$ 5.328 a título de daño emergente, más los reajustes e intereses señalados en el considerando decimonoveno de esta sentencia; rechazándose en lo demás. Contra esta sentencia la contraria recurrió de Queja la cual fue desestimada plano como asimismo el recurso de reposición, se está a la espera de que baje a primera instancia y se ordene el cumplimiento de la sentencia ya ejecutoriada.
- 34.1.10.- Nombre del juicio : “HDI Seguros con CGE”.
Fecha inicio : 23 de julio de 2023.
Tribunal : CAM Santiago, árbitro Javier Ithurbisquy Laporte.
Rol Nº : 5.566-2023.
Materia : Demanda de Responsabilidad Civil Contractual.
Cuantía : M\$ 774.438.
Estado : Con fecha 20 de agosto de 2024 fue notificada la sentencia arbitral que acogió la demanda y condenó a CGE al pago de UF 21.460,42. CGE presentó recurso de apelación y casación en la forma el 3 de septiembre de 2024, el que se encuentra pendiente de resolución. Rol de Corte Nº 15.101-2024 en relación desde el 15 de enero 2025. Hay un segundo Rol de Corte Nº 15.100-2024 en relación desde el 15 de enero 2025.
- 34.1.11.- Nombre del juicio : “Arratia con CGE”.
Fecha inicio : 15 de septiembre de 2023.
Tribunal : Árbitro Diego Munita.
Rol Nº : A2-2023.
Materia : Demanda de Responsabilidad Civil Contractual.
Cuantía : M\$ 355.460.
Estado : Con fecha 8 de abril de 2025 se dicta sentencia condenatoria parcial por concepto de daño emergente M\$ 29.460 y daño moral M\$ 6.000, con fecha 15 de abril de 2025 se presenta recurso de queja ante la Corte de Apelaciones de Santiago Rol Nº 5.921-2025 el cual se encuentra sin resolución por parte de la Corte, por tal motivo el recurrente ha solicitado en dos oportunidades dar curso progresivo a los autos, con fecha 1 de septiembre de 2025, la Corte de Apelaciones ordena acompañar documento en que conste fecha y forma de notificación de la sentencia, lo cual fue acompañado el 2 de septiembre de 2025, a la fecha aún no se da curso a los autos.

En relación a los litigios anteriormente descritos, Compañía General de Electricidad S.A. ha constituido provisiones por M\$ 5.418.841 al 30 de junio de 2026 (M\$ 6.455.327 al 31 de diciembre de 2025) (ver Nota 22). Existen otros litigios que también tienen provisiones asociadas, pero que no son descritos en esta nota ya que individualmente representan montos de menor cuantía. La Administración considera que las provisiones registradas cubren adecuadamente los riesgos por litigios, por lo que no esperan que de las mismas se desprendan pasivos adicionales a los ya registrados.

Al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025, existe otros juicios de carácter laboral por la cual se ha constituido una provisión por M\$ 10.407.572 y M\$ 11.179.238, respectivamente.

Dadas las características de los riesgos que cubren estas provisiones, no es posible determinar un calendario razonable de fechas de pago si, en su caso, las hubiese.

34.2.- Pasivos contingentes.

- | | |
|----------|---|
| 34.2.1.- | Nombre del juicio : "Benítez con CGE Distribución S.A." |
| | Fecha de inicio : 1 de agosto de 2017. |
| | Tribunal : 1° Juzgado Civil de Temuco. |
| | Rol N° : 1.020-2017. |
| | Materia : Demanda de Responsabilidad Civil Extracontractual. |
| | Cuantía : M\$ 251.000. |
| | Estado : Etapa de prueba finalizada. Causa archivada. |
| | |
| 34.2.2.- | Nombre del juicio : "Burgos con CGE". |
| | Fecha de inicio : 15 de mayo de 2019. |
| | Tribunal : 2° Juzgado Civil de Temuco. |
| | Rol N° : 637-2019. |
| | Cuantía : Indeterminada. |
| | Materia : Demanda de constitución de servidumbre con indemnización. |
| | Estado : Sentencia dictada el 20 de agosto de 2024. Con fecha 10 de marzo de 2026 se notificó a CGE de la sentencia que rechaza la demanda en todas sus partes. El 18 de marzo de 2026 se interpone el recurso de apelación por la parte del demandante, el cual se encuentra pendiente de ingreso a la Corte de Apelaciones. |

34.2.3.-	Nombre del juicio	: "ODECU con CGE".
	Fecha de inicio	: 17 de enero de 2020.
	Tribunal	: 20° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°	: 31.803-2019.
	Cuantía	: Indeterminada.
	Materia	: Demanda en defensa del interés colectivo de los consumidores. (Demanda Colectiva por eventos ocurridos en el mes de febrero de 2019 en el sur de Chile).
	Estado	: Con fecha 21 de enero de 2025 se dicta sentencia que rechaza la demanda en todas sus partes. Con fecha 24 de marzo de 2025, ODECU presentó recurso de casación y apelación de la sentencia para conocimiento de la Corte de Apelaciones de Santiago, la causa se encuentra en relación. Con fecha 23 de julio de 2025 se pone en tabla la causa, con fecha 29 de julio de 2025 se suspende la vista de la causa. Se fija nueva vista de la causa para el martes 19 de agosto de 2025, con fecha 17 de agosto de 2025 ODECU solicita suspensión, sin proveído. 5 de noviembre de 2025. Causa agregada para el martes 11 de noviembre de 2025. Causa se encuentra pendiente de vista debido a una solicitud de certificación de la secretaría. Sin movimientos.
34.2.4.-	Nombre del juicio	: "SACYR con CGE".
	Fecha de inicio	: 12 de febrero de 2020.
	Tribunal	: 28° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°	: 34.995-2019.
	Materia	: Demanda de Responsabilidad Civil Contractual.
	Cuantía	: M\$ 2.771.168.
	Estado	: Con fecha 27 de septiembre de 2024 el tribunal emitió una sentencia, rechazando en todas sus partes la demanda principal y subsidiaria. El demandante apeló ante la Corte de Apelaciones, recurso que se encuentra pendiente de vista y fallo. Rol N° 17.628-2024 Corte de Apelaciones de Santiago.
34.2.5.-	Nombre del juicio	: "DB Ingeniería con CGE".
	Fecha de inicio	: 7 de agosto de 2020.
	Tribunal	: 29° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°	: 5.864-2020.
	Materia	: Demanda de Responsabilidad Civil Contractual.
	Cuantía	: M\$ 8.914.060.
	Estado	: Sentencia rechazada totalmente en primera instancia, notificada el 18 de mayo de 2023. Apelada por la contraparte con fecha 28 de abril de 2023. Se mantiene pendiente la resolución de la apelación desde el 17 de octubre de 2023. Rol ICA N° 15.249-2023.

- 34.2.6.- Nombre del juicio : “Quemchi con CGE”.
Fecha de inicio : 2 de octubre de 2020.
Tribunal : 7° Civil de Santiago.
Rol N° : 13.500-2020.
Materia : Declarativo de derechos.
Cuantía : Indeterminada. Se pretende que no se cobre a la demandante el uso de instalaciones de transmisión.
Estado : Sentencia dictada el 4 de septiembre de 2024 rechaza íntegramente la demanda principal de cumplimiento de contrato y subsidiaria declarativa, pendiente de notificación a CGE. El 15 de noviembre de 2024, el demandante apeló la sentencia, ingresando a la Corte de Apelaciones con el Rol N° 19.651-2024. Autos en Relación, sin movimiento.
- 34.2.7.- Nombre del juicio : “Asociación de Consumidores y Usuarios del Maule con CGE”.
Fecha de inicio : 30 de noviembre de 2020.
Tribunal : 1° Juzgado Civil Talca.
Rol N° : 3.069-2020.
Materia : Demanda en defensa del interés colectivo de los consumidores. (Demanda Colectiva)
Cuantía : Indeterminada.
Estado : Con fecha 1 de abril de 2026 se dicta sentencia, rechazando en todas sus partes la demanda de protección de interés colectivo o difuso de los consumidores. Con fecha 15 de abril de 2026 se notifica la sentencia al abogado de CGE, sin que conste la notificación del demandante. Sin movimientos.
- 34.2.8.- Nombre del juicio : “Evergreen con CGE”.
Fecha de inicio : 12 de enero de 2021.
Tribunal : 25° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N° : 18.949-2020.
Materia : Demanda de Responsabilidad Civil Contractual.
Cuantía : M\$ 3.214.493.
Estado : Con fecha 26 de octubre de 2024 se dictó sentencia en primera instancia, la cual rechazó la demanda en todas sus partes y condenó a la demandada reconvencional al pago de M\$ 83.198. Con fecha 22 de enero de 2025 se notificó la sentencia a CGE. La demandante y demandada reconvencional presentó un recurso de apelación y casación en la forma, el que se encuentra pendiente de resolver en la Corte de Apelaciones de Santiago. Con fecha 8 de agosto de 2025 se certifica estado Autos en relación. Rol N° 21.548 - 2024.

- 34.2.9.- Nombre del juicio : “Sociedad Comercial Vassal con CGE”.
Fecha de inicio : 6 de abril de 2021.
Tribunal : 17° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N° : 1.415-2021.
Materia : Demanda de Responsabilidad Civil Contractual.
Cuantía : M\$ 573.444.
Estado : Con fecha 11 de septiembre de 2023 fue notificada la sentencia de primera instancia, la cual rechazó en todas partes la demanda. Sentencia apelada con fecha 10 de octubre de 2023 por la demandante, en relación desde el 24 de octubre de 2023. Rol ICA N° 15.945-2023. Sin movimientos.
- 34.2.10.- Nombre del juicio : “LLadser con CGE”.
Fecha de inicio : 16 de noviembre de 2020.
Tribunal : Juzgado de Letras de Melipilla.
Rol N° : 2.999-2020.
Materia : Demanda de Responsabilidad Civil Contractual. Se alega un cobro excesivo en su cuenta de electricidad.
Cuantía : Indeterminada.
Estado : Con fecha 18 de noviembre de 2025 se dicta sentencia que acoge parcialmente la demanda, solo en cuanto acoge la demanda de cumplimiento de contrato interpuesta por el demandante, debiendo CGE indemnizar el daño emergente que será determinado en la etapa de cumplimiento durante el período de diciembre de 2015 a julio de 2019. Con fecha 6 de diciembre de 2025 ambas partes interponen recursos de apelación, ambos se acumulan y se encuentran pendientes de vista y fallo en Rol N° 2.573-2025 de la Corte de Apelaciones de San Miguel.
- 34.2.11.- Nombre del juicio : “Inmobiliaria Nueva Esperanza con CGE”.
Fecha de inicio : 22 de diciembre de 2020.
Tribunal : 2° Juzgado de Letras de Talca.
Rol N° : 2.216-2020.
Materia : Precario. Solicita el retiro de 38 postes.
Cuantía : Indeterminada.
Estado : Etapa de prueba. Causa archivada desde el 20 de septiembre de 2022. Sin movimientos.
- 34.2.12.- Nombre del juicio : “Asociación de Consumidores y Usuarios del Maule con CGE”.
Fecha de inicio : 27 de octubre de 2021.
Tribunal : 1° Juzgado Civil de Talca.
Rol N° : 1.713-2021.
Materia : Demanda en defensa del interés colectivo de los consumidores. (Demanda Colectiva)
Cuantía : Indeterminada.
Estado : Actualmente se encuentra terminada la etapa probatoria, última gestión, con fecha 24 de febrero de 2026 se evacua informe del perito, sin movimientos.

- 34.2.13.- Nombre del juicio : "Liberty con CGE".
Fecha de inicio : 8 de noviembre de 2021.
Tribunal : 7° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N° : 6.056-2021.
Materia : Demanda de Responsabilidad Civil Contractual y Extracontractual.
Cuantía : UF 4.062,87.
Estado : Con fecha 30 de marzo de 2026 se dicta sentencia, la cual acoge la demanda de indemnización de perjuicios incoada por la demandante con fecha 19 de julio de 2021, y, en consecuencia, se declara que se condena a, Compañía General de Electricidad S.A., a pagar a la demandante, Liberty Compañía de Seguros Generales S.A., la suma de 4.058,47 Unidades de Fomento. El 12 de mayo de 2026 se interpone un recurso de apelación contra sentencia pronunciada con fecha 30 de marzo de 2026, la que se encuentra pendiente de vista y fallo, Rol N° 10.930-2026 ante Corte de Apelaciones de Santiago.
- 34.2.14.- Nombre del juicio : "HDI SEGUROS S.A. con CGE".
Fecha de inicio : 22 de diciembre de 2021.
Tribunal : 17° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N° : 6.265-2021.
Materia : Demanda de Responsabilidad Civil Contractual y Extracontractual.
Cuantía : M\$ 211.955.
Estado : Sentencia de fecha 28 de noviembre de 2023 rechazó en todas sus partes la demanda. Con fecha 11 de abril de 2024 la demandante presentó recurso de apelación, el que se encuentra en relación desde el 29 de mayo de 2024. Rol ICA N° 5.912-2024.
- 34.2.15.- Nombre del juicio : "Agrícola Alaska con CGE".
Fecha de inicio : 15 de diciembre de 2021.
Tribunal : 1° Juzgado de letras Curicó.
Rol N° : 1.837-2021.
Materia : Denuncia de obra nueva.
Cuantía : Indeterminada.
Estado : Con fecha 30 de septiembre de 2024 se dictó sentencia, rechazando la querella posesoria de denuncia de obra nueva interpuesta por Agrícola Alaska. Con fecha 24 de octubre de 2024, se presentó recurso de apelación en contra de la sentencia definitiva. Con fecha del 29 de octubre de 2024 se acoge apelación de incidente, que se encuentra pendiente de vista y fallo. Rol ICA N° 2.116 -2024. En relación.

- 34.2.16.- Nombre del juicio : “Godoy y Otros con CGE”.
Fecha inicio : 4 de enero de 2022.
Tribunal : 1° Juzgado Civil de Diego de Almagro.
Rol N° : 107-2021.
Materia : Demanda en defensa del interés colectivo de los consumidores.
 (Demanda Colectiva)
Cuantía : M\$ 192.000.
Estado : Se dictó sentencia de fecha 27 de agosto de 2024, la cual rechazó la demanda en todas sus partes. Con fecha 17 de enero de 2025 CGE se notificó de la sentencia absolutoria, respecto de la cual la demandante había presentado apelación. Conforme lo anterior, con fecha 5 de febrero de 2025, se remitieron los antecedentes a la Corte de Apelaciones de Copiapó para que conozca de la apelación. En relación Rol N° 55-2025. Con fecha 17 de abril de 2026 se confirma sin costas la sentencia apelada de fecha 27 de agosto 2024. El demandante presentó un recurso de casación en contra de la sentencia dictada por la Ilustrísima Corte de Apelaciones de Copiapó, con fecha 23 de abril de 2026, pendiente de resolución por la Corte Suprema, Rol N° 27.597-2026.
- 34.2.17.- Nombre del juicio : “Ingenieros y Consultores Márquez Rojas Limitada”.
Fecha de inicio : 15 de marzo de 2022.
Tribunal : 27° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N° : 9.741-2021.
Materia : Demanda de Responsabilidad Civil Contractual.
Cuantía : M\$ 583.927.
Estado : Etapa de prueba. Con fecha 26 de febrero de 2026 se interpone un recurso de reposición en contra de la interlocutoria de prueba de fecha 29 de septiembre de 2025.
- 34.2.18.- Nombre del juicio : “Parra con CGE”.
Fecha de inicio : 18 de julio de 2022.
Tribunal : Juzgado de Letras de Chanco.
Rol N° : 51-2022.
Materia : Demanda de Responsabilidad Civil Extracontractual.
 (Electrocución)
Cuantía : M\$ 600.000.
Estado : Con fecha 22 de septiembre de 2022 se acogió la excepción dilatoria de incompetencia opuesta por CGE. La contraparte apeló con fecha 28 de septiembre de 2022, confirmando la Corte de Apelaciones la sentencia con fecha 24 de noviembre de 2023. La demandante dedujo recurso de casación ante la Corte Suprema, la cual revocó la sentencia de primera instancia, rechazando la excepción dilatoria. En consecuencia, la causa debe volver a primera instancia y continuar su tramitación. Vencido el término de prueba, se cita a las partes a oír sentencia 18 de mayo de 2026.

- 34.2.19.- Nombre del juicio : “Flores con CGE”.
Fecha inicio : 20 de diciembre de 2022.
Tribunal : 9° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N° : 15.133-2022.
Materia : Demanda de Responsabilidad Civil Extracontractual. (incendio)
Cuantía : M\$ 585.100.
Estado : Con fecha 16 de diciembre de 2024 se dictó sentencia de primera instancia, rechazando la demanda de indemnización de perjuicios por responsabilidad extracontractual, condenando en costas a la demandante. Con fecha 30 de mayo de 2025 la parte demandante apeló a la sentencia, encontrándose pendiente la resolución de la Corte de Apelaciones. Con fecha 4 de febrero de 2026 la causa se encuentra archivada.
- 34.2.20.- Nombre del juicio : “Riveros con CGE”.
Fecha inicio : 14 de marzo de 2023.
Tribunal : 11° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N° : 3.630-2023.
Materia : Demanda de Responsabilidad Civil Extracontractual.
Cuantía : M\$ 3.421.280.
Estado : Con fecha 4 de marzo de 2025, se cita a las partes a oír sentencia. Pendiente de fallo.
- 34.2.21.- Nombre del juicio : “Plaza con CGE”.
Fecha inicio : 17 de marzo de 2023.
Tribunal : 10° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N° : 12.776-2022.
Materia : Demanda de Responsabilidad Civil Extracontractual.
Cuantía : M\$ 153.740.
Estado : Con fecha 30 de septiembre de 2025 se dictó sentencia en contra de CGE, y se condenó al pago por daño emergente y daño moral, con costas. Con fecha 22 de octubre de 2025. Demandante presentó apelación y solicita se eleve la cuantía de la indemnización. Ingreso corte Rol N° 19.887-2025. Con fecha 13 de noviembre de 2025 CGE interpone recurso de casación en contra de la sentencia definitiva, el cual es remitido a la Corte de Apelaciones de Santiago con fecha 16 de diciembre de 2025, Rol N° 22.135-2025, encontrándose pendiente de resolución la Corte de Apelaciones. Con fecha 2 de abril de 2026 la causa se encuentra acumulada al Rol N° 19.887-2025.
- 34.2.22.- Nombre del juicio : “Energías Ucuquer Dos S.A. con CGE y CGET”.
Fecha inicio : 18 de mayo de 2023.
Tribunal : Tribunal de la Libre Competencia.
Rol N° : 486-2023.
Materia : Libre Competencia.
Cuantía : M\$ 912.795.
Estado : Con fecha 12 de noviembre de 2025 tuvo lugar la vista de la causa ante el TDLC, encontrándose a la fecha la causa en estado de acuerdo, pendiente de fallo.

- 34.2.23.- Nombre del juicio : “ODECU con CGE”.
Fecha inicio : 10 de abril de 2023.
Tribunal : 20° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N° : 3.456-2023.
Materia : Demanda en defensa del interés colectivo de los consumidores.
 (Demanda Colectiva)
Cuantía : Indeterminada.
Estado : Con fecha 28 de abril de 2026 se dicta sentencia en primera instancia la cual rechaza la demanda interpuesta por ODECU en todas sus partes. Se interpone un recurso de reposición por la parte demandante con fecha 8 de junio de 2026, pendiente de resolución.
- 34.2.24.- Nombre del juicio : “Frigorífico Camer Ltda. con CGE”.
Fecha inicio : 20 de abril de 2023.
Tribunal : 14° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N° : 11.544-2022.
Materia : Demanda de Responsabilidad Civil Extracontractual.
Cuantía : M\$ 333.317.
Estado : Con fecha 13 de septiembre de 2024, se dictó sentencia de primera instancia la que acogió parcialmente la demanda, solo en cuanto condenó a CGE al cumplimiento forzado del contrato de suministro, rechazando la indemnización de perjuicios. Con fecha 12 de diciembre 2024 se presentó un recurso de casación en la forma y apelación en contra de la sentencia. Curso progresivo a los autos con fecha 13 de febrero de 2025. Rol ICA N° 2.899-2025. Se certifica estado en relación.
- 34.2.25.- Nombre del juicio : “Allende con CGE”.
Fecha inicio : 30 de junio de 2023.
Tribunal : 5° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N° : 7.767-2023.
Materia : Demanda de Responsabilidad Civil Extracontractual.
 (Electrocución)
Cuantía : M\$ 1.250.000.
Estado : En etapa de prueba.
- 34.2.26.- Nombre del juicio : “Adonis Ramos y otro con CGE”.
Fecha inicio : 3 de julio de 2023.
Tribunal : 2° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N° : 6.842-2023 (acumulada al Rol N° 6.843-2023).
Materia : Demanda de Responsabilidad Civil Extracontractual. (Incendio)
Cuantía : M\$ 239.980.
Estado : Acumulada a la causa Rol N° 6.843-2023 del mismo tribunal desde el 26 de marzo de 2024. Con fecha 3 de diciembre de 2024 se archivó el expediente.

- 34.2.27.- Nombre del juicio : “Soto con CGE”.
Fecha inicio : 12 de julio de 2023.
Tribunal : Juzgado de Letras de Melipilla.
Rol N° : 1.301-2023.
Materia : Demanda de constitución de servidumbre con indemnización de perjuicios.
Cuantía : Indeterminada.
Estado : Audiencia de contestación y prueba efectuada el 12 de julio de 2023, fue suspendida para evacuar traslado de excepciones opuestas, no se ha fijado fecha para nueva audiencia. Con fecha 8 de agosto de 2023 se pronuncia por la suspensión del procedimiento por 30 días. Sin movimientos.
- 34.2.28.- Nombre del juicio : “Liberty Seguros con CGE”.
Fecha inicio : 27 de noviembre de 2023.
Tribunal : 7° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N° : 13.087-2023.
Materia : Demanda de Responsabilidad Civil Extracontractual. (Incendio)
Cuantía : M\$ 188.000.
Estado : Con fecha 21 de abril de 2026 se dicta sentencia, la cual rechaza la demanda de indemnización de perjuicios interpuesta, por Liberty Compañía de Seguros Generales S.A. La demandante presentó un recurso de apelación con fecha 18 de mayo de 2026. Ingresada con Rol N° 13.068-2026 con fecha 16 de junio de 2026.
- 34.2.29.- Nombre del juicio : “Rivera con CGE”.
Fecha inicio : 23 de enero de 2024.
Tribunal : 24° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N° : 19.981-2023.
Materia : Demanda de Responsabilidad Civil Contractual.
Cuantía : M\$ 5.318.700.
Estado : Con fecha 8 de abril de 2024 se acogió la excepción dilatoria opuesta, resolviéndose no ha lugar a la demanda. Con fecha 12 de abril de 2024 la contraparte apeló, recurso que se encuentra pendiente. La causa está en relación ante la Corte de Apelaciones. Rol N° 6.261-2024. En estado de relación. Con fecha 10 de marzo de 2026 se dejan sin efecto las decisiones contenidas en los párrafos segundo y tercero de la parte dispositiva de la resolución de 8 de abril de 2024, y se confirma en la parte que acoge la excepción dilatoria. Con fecha 30 de marzo de 2026 vuelve al tribunal de origen. Sin movimientos y en espera de plazo de abandono para promover incidente.

- 34.2.30.- Nombre del juicio : “Ingeniería y Construcción Cantagua Ltda. con CGE”.
Fecha inicio : 26 de enero de 2024.
Tribunal : 4° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N° : 20.888-2023.
Materia : Demanda de infracción Ley del consumidor.
Cuantía : M\$ 476.705.
Estado : Con fecha 11 de julio de 2024 se recibió la causa a prueba, el que fue notificado a CGE el 26 de diciembre de 2024. CGE presentó recurso de reposición y apelación en subsidio, el que se encuentra pendiente de resolución. Con fecha 4 de junio de 2025, CGE presentó un recurso de reposición respecto de la resolución de fecha 2 de junio de 2025 al no pronunciarse sobre exhorto solicitado para rendir la prueba testimonial. Con fecha 12 de junio de 2025 se rinde prueba testimonial, con fecha 13 de junio de 2025 se resuelve reposición no ha lugar. Con fecha 1 de julio de 2025 observaciones a la prueba por parte del demandado. Causa se encuentra archivada desde el 15 de mayo de 2026.
- 34.2.31.- Nombre del juicio : “Marcelo Triviño y otros con CGE”.
Fecha inicio : 26 de enero de 2024.
Tribunal : 24° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N° : 21.687-2023.
Materia : Demanda de Responsabilidad Civil Extracontractual. (Incendio)
Cuantía : M\$ 1.170.000.
Estado : Con fecha 14 de abril de 2024 se recibió la causa a prueba. Con fecha 21 de noviembre de 2025 el tribunal citó a las partes a oír sentencia. Con fecha 12 de febrero de 2026 se dicta sentencia, la que no ha sido notificada a las partes.
- 34.2.32.- Nombre del juicio : “Biomapsa con CGE”.
Fecha inicio : 11 de marzo de 2024.
Tribunal : 3° Juzgado Civil de Concepción.
Rol N° : 885-2024.
Materia : Demanda de Responsabilidad Civil Extracontractual.
Cuantía : M\$ 1.529.494.
Estado : Con fecha 16 de enero de 2026 se dictó sentencia que rechaza la demanda interpuesta. El 16 de febrero de 2026 se notificó de la sentencia definitiva. La parte demandante dedujo recurso de casación en la forma y apelación, el que ingresó a la Corte de Apelaciones de Concepción con el Rol N° 833-2026 y que se encuentra pendiente de resolución. La causa se encuentra en relación desde 27 de abril de 2026.

- 34.2.33.- Nombre del juicio : “Servicios Generales 911 con CGE”.
Fecha inicio : 12 de junio de 2024.
Tribunal : 10° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N° : 7.995-2024.
Materia : Demanda de cobro de pesos.
Cuantía : M\$ 172.719.
Estado : Etapa de conciliación. Con fecha 9 de julio de 2025 se realizó audiencia de conciliación. No se logró conciliación. Con fecha 27 de agosto de 2025. Se recibe la causa a prueba. El 27 de marzo de 2026 CGE presentó incidente de abandono del procedimiento, el que no se encuentra proveído aún. Con fecha 8 de abril de 2026 se confiere traslado de incidente.
- 34.2.34.- Nombre del juicio : “Zocimo del Carmen Navarro con CGE”.
Fecha inicio : 12 de junio de 2024.
Tribunal : 1° Juzgado de Letras de Santa Cruz.
Rol N° : 241-2024.
Materia : Demanda de Responsabilidad Civil Extracontractual. (Incendio)
Cuantía : M\$ 500.000.
Estado : En etapa de prueba, se solicita informes del demandante.
- 34.2.35.- Nombre del juicio : “Conadecus con CGE Y ENEL”.
Fecha inicio : 2 de julio de 2024.
Tribunal : 16° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N° : 9.229-2024.
Materia : Demanda en defensa del interés colectivo de los consumidores.
 : (Demanda Colectiva)
Cuantía : Indeterminada.
Estado : Con fecha 27 de marzo de 2026 se acogió el incidente de abandono del procedimiento, el que se encuentra firme y ejecutoriado con fecha 16 de abril de 2026.
- 34.2.36.- Nombre del juicio : “Conadecus con CGE Y ENEL”.
Fecha inicio : 8 de julio de 2024.
Tribunal : 16° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N° : 8.278-2024.
Materia : Demanda en defensa del interés colectivo de los consumidores.
 : (Demanda Colectiva)
Cuantía : Indeterminada.
Estado : Con fecha 27 de marzo de 2026 se acogió el incidente de abandono del procedimiento. La parte demandante presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Santiago, Rol N° 7.757-2026, el que no ha sido resuelto.

- 34.2.37.- Nombre del juicio : “Verdugo con CGE”.
Fecha inicio : 9 de julio de 2024.
Tribunal : 1° Juzgado de Policía Local de San Bernardo.
Rol Nº : 2.802-05-2025.
Materia : Demanda por infracción Ley del Consumidor.
Cuantía : M\$ 150.000.
Estado : Con citación a oír sentencia.
- 34.2.38.- Nombre del juicio : "Troncoso con CGE".
Fecha inicio : 22 de Julio de 2024.
Tribunal : 1° Juzgado Civil de Antofagasta.
Rol Nº : 2.743-2024.
Materia : Demanda en defensa del interés colectivo de los consumidores.
 : (Demanda Colectiva)
Cuantía : Indeterminada.
Estado : Con fecha 22 de abril de 2025 se recibió la causa a prueba. Con
 : fecha 18 de marzo de 2026 la causa se encuentra archivada.
- 34.2.39.- Nombre del juicio : “Fisco de Chile con CGE”.
Fecha inicio : 28 de agosto de 2024.
Tribunal : 26° Juzgado Civil de Santiago.
Rol : 12.479-2024.
Materia : Demanda de cobro de pesos en juicio ordinario de Hacienda.
 : (Traslado de postes)
Cuantía : M\$ 391.026.
Estado : Con fecha 6 de mayo de 2026 se cita a las partes a oír sentencia.
- 34.2.40.- Nombre del juicio : “Comercial Jaime Núñez SpA.”.
Fecha inicio : 9 de septiembre de 2024.
Tribunal : 19° Juzgado Civil de Santiago.
Rol : 13.458-2024.
Materia : Demanda de Responsabilidad Civil Contractual.
Cuantía : M\$ 649.583.
Estado : Etapa de discusión. Con fecha 24 de febrero de 2026 se contesta la
 : demanda. Da curso progresivo por parte del demandante para
 : solicitar que reciba la causa a prueba con fecha 24 de abril de
 : 2026, sin movimientos.
- 34.2.41.- Nombre del juicio : “Inmobiliaria Trikahue SpA. con CGE”.
Fecha inicio : 11 de septiembre de 2024.
Tribunal : 27° Juzgado Civil de Santiago.
Rol : 12.642-2023.
Materia : Demanda de Responsabilidad Civil Contractual.
Cuantía : M\$ 266.199.
Estado : Etapa de discusión. Con fecha 5 de marzo de 2026 se acogió la
 : excepción dilatoria por vicio subsanable de ineptitud del libelo, no
 : han vuelto a presentar la demanda (en espera de plazo de
 : abandono del procedimiento).

- 34.2.42.- Nombre del juicio : “Bustos Vera con CGE S.A.”.
Fecha inicio : 11 de septiembre de 2024.
Tribunal : 21° Juzgado Civil de Santiago.
Rol : 3.834-2024.
Materia : Demanda de Responsabilidad Civil Extracontractual. (Incendio)
Cuantía : M\$ 2.254.840.
Estado : En etapa de discusión. Con fecha 13 de mayo de 2026 se suspende audiencia de conciliación por no encontrarse notificadas todas las partes.
- 34.2.43.- Nombre del juicio : “Rivas Espinoza con CGE”.
Fecha inicio : 11 de septiembre de 2024.
Tribunal : 18° Juzgado Civil de Santiago.
Rol : 3.840-2024.
Materia : Demanda de Responsabilidad Civil Extracontractual. (Incendio)
Cuantía : M\$ 637.760.
Estado : Con fecha 9 de abril de 2026, se acoge parcialmente la excepción dilatoria deducida a lo principal de la presentación de fecha 4 de octubre de 2024. El demandante no rectificó la demanda en los términos resueltos por el tribunal, a la espera del plazo del abandono del procedimiento.
- 34.2.44.- Nombre del juicio : “Inmobiliaria Trilco con CGE”.
Fecha inicio : 16 de septiembre de 2024.
Tribunal : 23° Juzgado Civil de Santiago.
Rol : 15.288-2024.
Materia : Demanda de Responsabilidad Contractual.
Cuantía : Indeterminado.
Estado : Con fecha 15 de junio de 2026 se dicta sentencia, la que rechaza la demanda en todas sus partes. Con fecha 28 de junio de 2026 la parte demandante interpuso un recurso de casación en la forma y apelación. Aun sin Rol asignado.
- 34.2.45.- Nombre del juicio : “Riebensahm con CGE”.
Fecha inicio : 16 de septiembre de 2024.
Tribunal : 21° Juzgado Civil de Santiago.
Rol : 15.274-2024.
Materia : Demanda de Responsabilidad Contractual.
Cuantía : Indeterminada.
Estado : Etapa de prueba. Con fecha 15 de junio de 2026 se reprograma audiencia de exhibición de documentos.

- 34.2.46.- Nombre del juicio : “Díaz con Quezada”.
Fecha inicio : 24 de diciembre de 2024.
Tribunal : Juzgado de Letras y Garantía de Curepto.
Rol : 130-2024.
Materia : Demanda de constitución de servidumbre eléctrica e
 : Indemnización de Perjuicios.
Cuantía : M\$ 375.000.
Estado : Con fecha 30 de diciembre de 2024 se tiene por contestada la
 : demanda, llamadas las partes a conciliación esta no se produce. El
 : 21 de agosto de 2025 se decreta el archivo de la causa.
- 34.2.47.- Nombre del juicio : “Gaete con CGE”.
Fecha inicio : 22 de enero de 2025.
Tribunal : 4° Juzgado Civil de Talca.
Rol : 2.719-2024.
Materia : Demanda de precario y en subsidio demanda de constitución de
 : servidumbre e indemnización de perjuicios.
Cuantía : M\$ 4.401.328.
Estado : Con fecha del 12 de mayo de 2026 se cita a las partes a oír
 : sentencia.
- 34.2.48.- Nombre del juicio : “Quintana con CGE”.
Fecha inicio : 26 de noviembre de 2024.
Tribunal : Juzgado Civil de Cauquenes.
Rol : 776-2024.
Materia : Demanda de Responsabilidad Civil Extracontractual. (Incendio)
Cuantía : M\$ 2.661.748.
Estado : La defensa de CGE promovió un Incidente de nulidad por falta de
 : emplazamiento válido, al notificarse la demanda a un ejecutivo que
 : no tenía ninguna facultad de representación judicial. El incidente
 : se encuentra pendiente de resolución. Con fecha 8 de mayo de
 : 2025 el tribunal recibió a prueba el incidente. En etapa de prueba
 : del incidente. Con fecha 9 de marzo de 2026 se contesta de
 : demanda por parte del demandado. Por evacuada réplica y
 : traslado a dúplica con fecha 23 de marzo de 2026. Con fecha de 27
 : de marzo de 2026 se cita a audiencia de conciliación. Se llama a las
 : partes a audiencia de conciliación y esta no se produce debido a no
 : arribar acuerdo entre las partes con fecha 8 de junio de 2026.
- 34.2.49.- Nombre del juicio : “Comunidad Edificio Marina Centro con CGE”.
Fecha inicio : 19 de marzo de 2025.
Tribunal : 28° Juzgado Civil de Santiago.
Rol : 10.918-2024.
Materia : Demanda de Responsabilidad Civil Contractual.
Cuantía : M\$ 203.944.
Estado : En etapa de conciliación.

- 34.2.50.- Nombre del juicio : "Sernac con CGE".
Fecha inicio : 10 de abril de 2025.
Tribunal : 9° Juzgado Civil de Santiago.
Rol : 2.175-2025.
Materia : Demanda en defensa del interés colectivo de los consumidores.
 : (Demanda Colectiva)
Cuantía : Indeterminado.
Estado : Con fecha 5 de noviembre de 2025 Se realiza audiencia de conciliación la cual no se produce. Con fecha 18 de marzo de 2026 recibe la causa a prueba.
- 34.2.51.- Nombre del juicio : "Fuentes con CGE".
Fecha inicio : 20 de mayo de 2025.
Tribunal : Juzgado Civil de Letras de Quirihue.
Rol : 42-2025.
Materia : Demanda de Responsabilidad Civil Extracontractual.
Cuantía : M\$ 240.000.
Estado : Con fecha 11 de diciembre de 2025 Se presenta recurso de reposición respecto del auto de prueba. Con fecha 12 de diciembre de 2025 se rechaza reposición. Con fecha 3 de febrero de 2026 se realiza la audiencia de designación de perito tasador. En etapa de prueba.
- 34.2.52.- Nombre del juicio : "MAG SpA con CGE".
Fecha inicio : 2 de mayo de 2025.
Tribunal : 2° Tribunal Ambiental.
Rol : D-88-2024.
Materia : Demanda de responsabilidad por daño ambiental.
Cuantía : M\$ 2.042.943.
Estado : Con fecha 25 de noviembre de 2025 se celebra audiencia de conciliación, se solicita al Tribunal presentar propuesta de bases para conciliación, frente a lo cual se resuelve: "Habiendo acordado dicho marco de acción con las partes, el Ministro señala que el Tribunal presentará una propuesta de bases que incluya los puntos indicados, sobre la cual se pueda trabajar conjuntamente para arribar a una eventual conciliación. Para dichos efectos, se citará a las partes a una continuación de audiencia de conciliación en su oportunidad".
- 34.2.53.- Nombre del juicio : "Olguín con CGE".
Fecha inicio : 1 de julio de 2025.
Tribunal : 2° Juzgado Civil de Santiago.
Rol : 7.432-2025.
Materia : Demanda de Responsabilidad Civil Extracontractual.
Cuantía : M\$ 5.978.292.
Estado : En etapa de discusión. Se notifica de la demanda 1 de julio de 2025, el 21 de enero de 2026 se contesta la demanda. El 25 de febrero de 2026 se cita a audiencia de conciliación.

- | | | |
|-----------|-------------------|--|
| 34.2.54.- | Nombre del juicio | : "Varas con CGE". |
| | Fecha inicio | : 9 de julio de 2025. |
| | Tribunal | : 27° Juzgado Civil de Santiago. |
| | Rol | : 1.874-2025. |
| | Materia | : Demanda de Responsabilidad Civil Contractual. |
| | Cuántía | : M\$ 400.000. |
| | Estado | : Con fecha 15 de abril de 2026 se llama a las partes a audiencia de conciliación y esta no se produce. |
| 34.2.55.- | Nombre del juicio | : "Parque Fotovoltaico la Ligua con CGE". |
| | Fecha inicio | : 2 de septiembre de 2025. |
| | Tribunal | : 4° Juzgado Civil de Santiago. |
| | Rol | : 11.725-2025. |
| | Materia | : Demanda de Responsabilidad Civil Contractual. |
| | Cuántía | : M\$ 354.855. |
| | Estado | : Con fecha 27 de noviembre de 2025 se celebra audiencia de conciliación, la cual no se produce. Etapa en conciliación y/o prueba. |
| 34.2.56.- | Nombre del juicio | : "Muñoz con CGE". |
| | Fecha inicio | : 2 de septiembre de 2025. |
| | Tribunal | : 29° Juzgado Civil de Santiago. |
| | Rol | : 15.883-2024. |
| | Materia | Demanda de Responsabilidad Civil Extracontractual.
: (Electrocución) |
| | Cuántía | : M\$ 308.000. |
| | Estado | : Con fecha 2 de septiembre de 2025 se notificó de la demanda. El día 3 de diciembre de 2025 se cita a audiencia de conciliación. No hay más resoluciones desde esa fecha. Con fecha 2 de junio de 2026 se reprograma la audiencia de conciliación para el día 26 de junio de 2026 a las 10:00 horas. |
| 34.2.57.- | Nombre del juicio | : "Valdés con CGE". |
| | Fecha inicio | : 9 de septiembre de 2025. |
| | Tribunal | : 1° Juzgado Civil de Talca. |
| | Rol | : 1.713-2025. |
| | Materia | : Demanda de Responsabilidad Civil Extracontractual. |
| | Cuántía | : M\$ 12.347.824. |
| | Estado | : Con fecha 20 de febrero de 2026 se cita a audiencia de conciliación y esta no se produce. Incidente de acumulación concedido con fecha 10 de abril de 2026, de la causa Rol N° C-111-2026, caratulada Sociedad Agrícola Tonleño Limitada con Compañía General de Electricidad S.A., seguida ante el 2 Juzgado de Letras de Talca, ordenando paralizar esta causa hasta que el otro alcance el mismo estado procesal. |

- 34.2.58.- Nombre del juicio : "Transzar Limitada con CGE".
Fecha inicio : 16 de septiembre de 2025.
Tribunal : 3° Juzgado Civil de Iquique.
Rol : 2.734-2025.
Materia : Demanda de Responsabilidad Civil Extracontractual.
Cuantía : M\$ 190.000.
Estado : Con fecha 02 de junio de 2026 se llama a las partes a oír sentencia.
- 34.2.59.- Nombre del juicio : "Cáceres con CGE".
Fecha inicio : 2 de octubre de 2025.
Tribunal : Juzgado de Letras de Cauquenes.
Rol : 133-2025.
Materia : Demanda de Responsabilidad Civil Extracontractual.
Cuantía : M\$ 481.265.
Estado : Etapa de discusión. Con fecha 12 de febrero de 2026 se cita a las partes a audiencia de conciliación. Con fecha 5 de marzo de 2026 se cita a audiencia de conciliación y esta no se produce.
- 34.2.60.- Nombre del juicio : "Pacheco con CGE".
Fecha inicio : 3 de septiembre de 2025.
Tribunal : 3° Juzgado Civil de Concepción.
Rol : 4.644-2025.
Materia : Demanda de Responsabilidad Civil Extracontractual.
Cuantía : M\$ 150.000.
Estado : Etapa de conciliación. Con fecha 27 de enero de 2026 a las 11:00 am se realizó la audiencia de conciliación. A la fecha 26 de marzo de 2026 se recibe la causa a prueba por parte del tribunal. Con fecha 9 de junio de 2026, no ha lugar a la reposición deducida, concédase la apelación subsidiaria en el solo efecto devolutivo.
- 34.2.61.- Nombre del juicio : "Sernac con CGE".
Fecha inicio : 9 de octubre de 2025.
Tribunal : 4° Juzgado Civil de Antofagasta.
Rol : 2.899-2025.
Materia : Demanda en defensa del interés colectivo de los consumidores.
Cuantía : (Demanda Colectiva)
Estado : Indeterminada.
Estado : Etapa de discusión. Con fecha 8 de octubre de 2025 notificación de la demanda. Se interpone un recurso de reposición por la parte demandante con fecha 10 de junio de 2026.
- 34.2.62.- Nombre del juicio : "MAG SpA con CGE".
Fecha inicio : 30 de octubre de 2025.
Tribunal : 20° Juzgado Civil de Santiago.
Rol : 10.911-2025.
Materia : Demanda de Responsabilidad Civil Extracontractual.
Cuantía : M\$ 2.042.943.
Estado : Etapa de contestación. Con fecha 30 de octubre de 2025 se notificó la demanda.

- 34.2.63.- Nombre del juicio : "Fisco de Chile con CGE".
Fecha inicio : 3 de noviembre de 2025.
Tribunal : 21° Juzgado Civil de Santiago.
Rol : 11.367-2025.
Materia Demanda de cobro de pesos en juicio ordinario de Hacienda.
 : (Traslado de postes)
Cuantía : M\$ 474.554.
Estado : Con fecha 16 de abril de 2026 se recibió la causa a prueba.
- 34.2.64.- Nombre del juicio : "Fuenzalida con CGE".
Fecha inicio : 14 de noviembre de 2025.
Tribunal : 1° Juzgado Civil de Curicó.
Rol : 1.836-2025.
Materia Demanda en defensa del interés colectivo de los consumidores.
 : (Demanda Colectiva)
Cuantía : Indeterminado.
Estado : Etapa de discusión. Con fecha 13 de abril de 2026 se acoge la recusación amistosa deducida por la parte demandada.
- 34.2.65.- Nombre del juicio : "Agroindustrial Vista Hermosa Limitada con CGE".
Fecha inicio : 3 de diciembre de 2025.
Tribunal : 10° Juzgado Civil de Santiago.
Rol : 13.442-2025.
Materia : Demanda de Responsabilidad Civil Contractual.
Cuantía : M\$ 5.878.716.
Estado : Con fecha 26 de diciembre de 2025 se oponen excepciones dilatorias.
- 34.2.66.- Nombre del juicio : "Asociación De Consumidores De Santiago AC con CGE".
Fecha inicio : 10 de diciembre de 2025.
Tribunal : 20° Juzgado Civil de Santiago.
Rol : 14.581-2025.
Materia Demanda en defensa del interés colectivo de los consumidores.
 : (Demanda Colectiva)
Cuantía : Indeterminada.
Estado : Etapa de discusión.
- 34.2.67.- Nombre del juicio : "Copahue de Verano SpA con CGE".
Fecha inicio : 21 de enero de 2026.
Tribunal : 9° Juzgado Civil de Santiago.
Rol : 16.812-2025.
Materia : Demanda de Responsabilidad Civil Contractual. (PMGD)
Cuantía : M\$ 1.540.000
Estado : Etapa de discusión.

- 34.2.68.- Nombre del juicio : "Guallatri SPA con CGE".
Fecha inicio : 21 de enero de 2026.
Tribunal : 24° Juzgado Civil de Santiago.
Rol : 16.572-2025.
Materia : Demanda de Responsabilidad Civil Contractual. (PMGD)
Cuantía : M\$ 1.170.000.
Estado : Etapa de discusión.
- 34.2.69.- Nombre del juicio : "Dominion con CGE".
Fecha inicio : 18 de febrero de 2026.
Tribunal : 22° Juzgado Civil de Santiago.
Rol : 17.181-2025.
Materia : Demanda de Responsabilidad Civil Contractual.
Cuantía : M\$ 1.407.035.
Estado : Con fecha 16 de marzo de 2026, CGE opuso excepciones dilatorias las que se encuentran pendientes de resolución.
- 34.2.70.- Nombre del juicio : "Agrícola Tonlema con CGE".
Fecha inicio : 19 de febrero de 2026.
Tribunal : 2° Juzgado de Letras de Talca.
Rol : 111-2026 (acumulada a la causa C-1.713-2025).
Materia : Demanda de Responsabilidad Civil Extracontractual. (Incendio)
Cuantía : M\$ 886.273.
Estado : Con fecha 12 de junio de 2026 llama a las partes a conciliación, y ésta no se produce. Esta causa se acumuló con fecha 10 de abril de 2026 a la causa ante el 1 Juzgado Civil de Talca, Rol N° C-1.713-2025.
- 34.2.71.- Nombre del juicio : "Inmobiliaria Renval SpA con CGE".
Fecha inicio : 26 de febrero de 2026.
Tribunal : 28° Juzgado Civil de Santiago.
Rol : 12.213-2025.
Materia : Demanda de Responsabilidad Extracontractual.
Cuantía : M\$ 675.064.
Estado : Con fecha del 18 de marzo de 2026 se oponen excepciones dilatorias, sin resolver.
- 34.2.72.- Nombre del juicio : "Parque Fotovoltaico Chépica con CGE".
Fecha inicio : 20 de marzo de 2026.
Tribunal : 23° Juzgado Civil de Santiago.
Rol : 17.948-2025.
Materia : Demanda de Responsabilidad Civil Contractual. (PMGD)
Cuantía : M\$ 750.986.
Estado : Etapa de discusión.

- 34.2.73.- Nombre del juicio : "Sergio Altamirano Cardenas con CGE".
Fecha inicio : 23 de marzo de 2026.
Tribunal : 13° Juzgado Civil de Santiago.
Rol : 3.208-2026.
Materia : Demanda de Responsabilidad Civil Extracontractual. (Incendio)
Cuantía : M\$ 260.000.
Estado : Se fija audiencia de conciliación, el día 20 de julio de 2026 a las 09:00 horas.
- 34.2.74.- Nombre del juicio : "Barrios con CGE".
Fecha inicio : 31 de marzo de 2026.
Tribunal : 26° Juzgado Civil de Santiago.
Rol : 3.828-2026.
Materia : Demanda de Responsabilidad Extracontractual.
Cuantía : M\$ 400.000.
Estado : Etapa de discusión.
- 34.2.75.- Nombre del juicio : "Ingeniería y Construcciones San Bruno con CGE y otros".
Fecha inicio : 31 de marzo de 2026.
Tribunal : 27° Juzgado Civil de Santiago.
Rol : 16.322-2025.
Materia : Demanda de Responsabilidad Extracontractual.
Cuantía : M\$ 321.073.
Estado : Contestación.
- 34.2.76.- Nombre del juicio : "Carlos Vidal Alvarado y Otro con CGE".
Fecha inicio : 30 de abril de 2026.
Tribunal : 20° Juzgado Civil de Santiago.
Rol : 3.252-2026.
Materia : Demanda de Responsabilidad Extracontractual.
Cuantía : M\$ 590.450.
Estado : Excepciones dilatorias.
- 34.2.77.- Nombre del juicio : "Blue Solar Doce SPA con CGE".
Fecha inicio : 24 de junio de 2026.
Tribunal : 9° Juzgado Civil de Santiago.
Rol : 8.417-2026.
Materia : Demanda de Responsabilidad Contractual. (PMGD)
Cuantía : M\$ 2.135.976.
Estado : Etapa de discusión/ excepciones dilatorias.

Subsidiaria Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.

- 34.2.78.- Nombre del Juicio : “Layana con Edelmag.”
Fecha : 31 de mayo de 2023.
Tribunal : 2° Juzgado de Letras de Punta Arenas.
Rol N° : 439-2023.
Materia : Indemnización de perjuicios extracontractual.
Cuantía : M\$ 101.195.
Estado : Se dicto sentencia definitiva que rechazo la demanda. Apelada la sentencia por la contraparte, la causa se encuentra ante la Corte de Apelación de Puna Arenas para su vista y fallo.
- 34.2.79.- Nombre del Juicio : “Consortio de Edelmag.”
Fecha : 10 de julio de 2024.
Tribunal : 1° Juzgado de Letras de Punta Arenas.
Rol N° : 112-2024.
Materia : Indemnización de perjuicios extracontractual.
Cuantía : UF 717,21.
Estado : Con fecha 29 de agosto de 2024 se recibió la causa a prueba.

En relación a los litigios anteriormente descritos, el Grupo no ha constituido provisiones, el estado del proceso no permite estimar como probable que el Grupo resulte obligado en los términos demandados.

Dadas las características de estos pasivos, no es posible determinar un calendario razonable de fechas de pago si, en su caso, las hubiese.

34.3.- Sanciones administrativas.

- 34.3.1.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 11.963 de fecha de 4 de mayo de 2022, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 3.300 UTM: Incumplimiento de índice SAIDI en comunas de la Región de Tarapacá. Con fecha 11 de mayo de 2022 se presentó ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles recurso de reposición el cual fue rechazado mediante Resolución N° 35.434, por lo que se presentó reclamo de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones, la que finalmente rechazó el reclamo quedando firme la multa. Actualmente se encuentra pendiente publicación de folio para pago.
- 34.3.2.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 11.960 de fecha 4 de mayo de 2022, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 3.800 UTM: Incumplimiento de índice SAIDI en comunas de la Región de la Araucanía. Con fecha 11 de mayo de 2022 se presentó ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles recurso de reposición el cual fue rechazado mediante Resolución N° 35.437, por lo que se presentó reclamo de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones, la que finalmente rechazó el reclamo, quedando firme la multa. Multa compensada por 1.000 UTM, pendiente de pago 2.800 UTM. Actualmente se encuentra pendiente publicación de folio para pago.

- 34.3.3.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 11.957 de fecha 4 de mayo de 2022, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 24.600 UTM: Incumplimiento de índice SAIDI en comuna de la Región de Antofagasta. Con fecha 11 de mayo de 2022 se presentó ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles recurso de reposición el cual fue rechazado mediante Resolución N° 35.433, por lo que se presentó reclamo de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones, la que mediante sentencia de fecha 15 de septiembre 2023 lo rechazó. Por lo mismo, se presentó recurso ante la Corte Suprema que confirmó la sentencia de la Corte de Apelaciones, quedando firme la multa. Actualmente se encuentra pendiente publicación de folio para pago.
- 34.3.4.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 17.944 de fecha 30 de junio de 2023, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 3.500 UTM: Mantenimiento instalaciones eléctricas, accidente con resultado de muerte en comuna de Villarrica. Con fecha 7 de julio de 2023 se presentó ante Superintendencia de Electricidad y Combustibles recurso de reposición el cual fue rechazado. Por lo mismo se presentó reclamo ante la Corte de Apelaciones, el que fue rechazado, por lo que se presentó un recurso de apelación. En ese sentido, con fecha 27 de mayo de 2025 la Corte Suprema rechazó la reclamación quedando firme la multa. Actualmente se encuentra pendiente publicación de folio para pago.
- 34.3.5.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 21.363 de fecha 14 de diciembre de 2023, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 3.000 UTM: Incumplimiento de índice SAIDI 2021 en comunas de la Región de O'Higgins. Con fecha 21 de diciembre de 2023 se presentó ante Superintendencia de Electricidad y Combustibles recurso de reposición el cual fue rechazado. Por lo mismo, se presentó reclamo ante la Corte de Apelaciones, que lo rechazó con fecha 29 de mayo 2024, por lo que se presentó un recurso de apelación con el objeto de que resuelva la Corte Suprema, el que fue rechazado con fecha 8 de abril del año 2025. Actualmente se encuentra pendiente publicación de folio para pago.
- 34.3.6.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 21.368 de fecha 14 de diciembre de 2023, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 10.000 UTM: Incumplimiento de índice SAIDI 2021 en comunas de la Región de Atacama. Con fecha 21 de diciembre de 2023 se presentó ante Superintendencia de Electricidad y Combustibles recurso de reposición el cual fue rechazado. Por lo mismo se presentó reclamo ante la Corte de Apelaciones, el que fue rechazado. Con fecha 15 de noviembre de 2024, se presentó recurso de apelación ante la Corte Suprema, el que fue rechazado con fecha 8 de abril del año 2025. Actualmente se encuentra pendiente publicación de folio para pago.
- 34.3.7.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 25.026 de fecha 6 de mayo de 2024, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 30.000 UTM: Infracción a la medición de consumo no registrado a clientes en año 2023. Se presentó recurso de reposición ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles el día 12 de mayo de 2024.
- 34.3.8.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 25.190 de fecha 13 de mayo de 2024, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 40.000 UTM: Infracción a la obligación de giro exclusivo de distribución. Se presentó recurso de reposición ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles el día 20 de mayo de 2024.
- 34.3.9.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 27.656 de fecha 16 de septiembre de 2024, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 55.000 UTM: Incumplimiento de índice SAIDI año 2022 en comunas de la Región de O'Higgins. Con fecha 25 de septiembre de 2024 se presentó ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles recurso de reposición, el que fue rechazado mediante la Resolución Exenta N° 36.640, se presentó reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones el cual con fecha 11 de noviembre de 2025 fue rechazado, con fecha 21 de diciembre de 2025 se interpone recurso de apelación ante la Corte Suprema, el cual fue rechazado con fecha 14 de enero de 2026, encontrándose la multa firme y en proceso de pago.

- 34.3.10.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 27.692 de fecha 23 de septiembre de 2024, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 7.400 UTM: Incumplimiento de índice SAIDI año 2022 en comunas de la Región Metropolitana. Con fecha 30 de septiembre de 2024 se presentó recurso de reposición ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles el que fue rechazado mediante la Resolución Exenta N° 36.641, se presentó reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones el que fue rechazado con fecha 24 de noviembre de 2025, se interpone apelación en contra de dicha sentencia con fecha 5 de diciembre de 2025, la cual es rechazada en Rol N° 56.126-2025 por la Corte Suprema el día 19 de diciembre de 2025.
- 34.3.11.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 27.723 de fecha 26 de septiembre de 2024, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 40.000 UTM: Incumplimiento de índice SAIDI año 2022 en comunas de la Región de la Araucanía. Con fecha 8 de agosto de 2025 se presenta recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Santiago. Rol N° 34.453-2025, el cual es confirmado con fecha 4 de septiembre de 2025. Se encuentra pendiente de pago.
- 34.3.12.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 29.385 de fecha 12 de diciembre de 2024, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 5.800 UTM: Incumplimiento en los plazos de emisión de Informe de Criterios de Conexión a 30 proyectos PMGD. Con fecha 19 de diciembre de 2024 se presentó ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles recurso de reposición el que está pendiente de resolución.
- 34.3.13.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 31.933 de fecha 9 de mayo de 2025, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 20.000 UTM: Incumplimiento al deber de mantenimiento en comunas de Rengo y Requínoa. Con fecha 16 de mayo de 2025 se presentó recurso de reposición, alegando, entre otras cosas, la falta de proporcionalidad de la multa.
- 34.3.14.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 35.096 de fecha 30 de septiembre de 2025, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 3.000 UTM: Por infracción al índice SAIDI de la comuna de O'Higgins en 2023. Con fecha 7 de octubre de 2025 se presenta recurso de reposición el cual fue rechazado por Resolución Exenta N° 37.262 de fecha 17 de marzo de 2026. Fue presentado recurso de ilegalidad con fecha 25 de marzo de 2026, encontrándose pendiente de vista y fallo.
- 34.3.15.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 35.584 de fecha 21 de octubre de 2025, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 10.000 UTM: Por infracción al índice SAIDI de la región de La Araucanía en 2023. Con fecha 28 de octubre de 2025 se presenta recurso de reposición, el cual es rechazado por la Superintendencia de Electricidad y Combustible manteniendo la multa. Se presenta recurso de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones con fecha 12 de enero de 2026, el cual es rechazado por la Corte de Apelaciones, presentándose apelación ante la Corte Suprema, la cual esta pendiente de remisión.
- 34.3.16.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 35.692 de fecha 22 de octubre de 2025, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 80.000 UTM: Por los errores de facturación en la comuna de Maule-O'Higgins. Con fecha 29 de octubre de 2025 se presenta recurso de reposición el cual se encuentra pendiente.
- 34.3.17.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 35.693 de fecha 22 de octubre de 2025, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 5.000 UTM: Por entrega de información incompleta en CNR. Con fecha 29 de octubre de 2025 se presenta recurso de reposición, el cual es rechazado por la Superintendencia de Electricidad y Combustible, con fecha 12 de enero de 2026 se presenta recurso de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones.

34.3.18.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 35.981 de fecha 6 de noviembre de 2025, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 15.500 UTM: Por infracción al indicador SAIDI en la Región del Maule en el año 2023. Con fecha 13 de noviembre de 2025 se presenta recurso de reposición.

34.3.19.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 38.425 de fecha 2 de abril de 2026, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 4.560 UTM: Sanción por no emitir dentro del plazo normativo el informe de criterios de conexión (ICC) de 19 proyectos PMGD los cuales superan el plazo de 5 meses para la emisión del ICC contados desde la respuesta a la solicitud de conexión a la red. Se encuentra pendiente resolución de recurso de reposición presentado con fecha 10 de abril de 2026.

En relación a las sanciones administrativas anteriormente descritas, Compañía General de Electricidad S.A. ha constituido provisiones por M\$ 23.367.034 al 30 de junio de 2026 (M\$ 25.626.005 al 31 de diciembre de 2025) (ver Nota 22). Existen otras sanciones que también tienen provisiones asociadas, pero que no son descritas en esta nota ya que individualmente representan montos de menor cuantía. La Administración considera que las provisiones registradas cubren adecuadamente los riesgos por dichas sanciones, por lo que no esperan que de las mismas se desprendan pasivos adicionales a los ya registrados.

Dadas las características de los riesgos que cubren estas provisiones, no es posible determinar un calendario razonable de fechas de pago si, en su caso, las hubiese.

34.4.- Sanciones.

34.4.1.- De la Comisión para el Mercado Financiero.

Compañía General de Electricidad S.A., sus subsidiarias, los Directores y Ejecutivos de las empresas que componen el Grupo, no han sido sancionados por la Comisión para el Mercado Financiero durante el período terminado al 30 de junio de 2026 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025.

34.4.2.- De otras autoridades administrativas.

Los Directores y Ejecutivos no han sido sancionados por otras autoridades administrativas durante el período terminado al 30 de junio de 2026 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025.

La Sociedad y subsidiarias, de acuerdo a lo enunciado en la Nota 34.3 ha sido sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

34.5.- Restricciones.

Compañía General de Electricidad S.A. ha convenido con bancos, acreedores y tenedores de bonos los siguientes covenants financieros medidos sobre la base de los estados financieros:

Índice	BCGE-I	BCGE-J	BCGE-K	BCGED-E	BCGET-D	BCGEI-N	BCGEI-Q	Créditos CDB
Razón de Endeudamiento Financiero	< o = 1,25 veces	< o = 1,25 veces	< o = 1,25 veces	< o = 1,25 veces	< o = 1,10 veces	< o = 1,25 veces	< o = 1,25 veces	No Aplica
Activos libres de garantías reales	> o = 1,2 veces pasivos financieros sin garantías	> o = 1,2 veces pasivos financieros sin garantías	> o = 1,2 veces pasivos financieros sin garantías	> o = 1,2 veces pasivos financieros sin garantías	> o = 1,2 veces pasivos financieros sin garantías	> o = 1,2 veces saldo insoluto de los bonos con cargo a la presente línea	> o = 1,2 veces saldo insoluto de los bonos con cargo a la presente línea	No Aplica
Patrimonio mínimo	> UF 25.000.000	> UF 25.000.000	> UF 25.000.000	> UF 6.700.000	> UF 7.000.000	No Aplica	No Aplica	No Aplica
Activos en el sector Eléctrico y Gas	> o = 2 veces capital insoluto de los bonos con cargo a la presente línea	> o = 2 veces capital insoluto de los bonos con cargo a la presente línea	> o = 2 veces capital insoluto de los bonos con cargo a la presente línea	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica
Razón de Endeudamiento	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	< o = 0,8 veces

Estas restricciones se definen como:

- i) Series de Bono: BCGEI-I, BCGEI-J y BCGEI-K:
- a) Razón de Endeudamiento Financiero: calculado como la razón entre “Deuda Financiera Neta” y “Total Patrimonio” definidas de la siguiente manera:
- “Deuda Financiera Neta”:
- (+) “Otros Pasivos financieros, Corrientes”
- (+) “Otros Pasivos financieros, No corrientes”
- (-) “Efectivo y Equivalente al Efectivo”
- “Total Patrimonio”:
- (+) Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora”
- (+) “Participaciones no Controladoras”
- b) Activos Libres de Garantías Reales: Activos libres de cualquier tipo de garantías reales relativos a los bienes presentes o futuros del emisor que sean equivalente a 1,2 veces el monto insoluto del total de pasivos financieros sin garantías mantenidas por el emisor, incluyendo entre ellas los bonos emitidos con cargo a la presente línea.

El otorgante siempre podrá otorgar y mantener garantías reales en los siguientes casos:

- Garantías que se constituyan para financiar o refinanciar o amortizar el precio de compra o costos de cualquier clase de activos adquiridos con posterioridad a la inscripción de la línea, siempre que la garantía incluya exclusivamente el o los bienes adquiridos o construidos.
- Garantías reales que se otorguen a favor de sus filiales o viceversa.
- Garantías reales otorgadas por una sociedad que posteriormente se fusione con el emisor.
- Garantías reales sobre activos adquiridos con posterioridad a la inscripción de la emisión, que se encuentre garantizadas antes de la compra.
- Prorroga o renovación de cualquiera de las garantías anteriores.

“Pasivos Financieros:

- (+) “Otros Pasivos financieros, Corrientes”
- (+) “Otros Pasivos financieros, No corrientes”

- c) Patrimonio mínimo:

(+) “Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora” en Unidades de Fomento al cierre de los Estados Financieros.

- d) Activos en el sector Eléctrico y Gas: Mantener activos en los sectores de generación y/o distribución y/o comercialización y/o transmisión de energía eléctrica, y/o distribución y/o comercialización y/o almacenamiento y/o transporte de gas licuado o gas natural, incluyendo entre dichos activos la partida “Efectivo y Equivalentes al Efectivo” mayor o igual a 2 veces el saldo insoluto del capital de los bonos emitidos con cargo a la línea presente.

Activos en los sectores indicados:

- Los valores de las inversiones en subsidiarias usando el método de la participación y que pertenezcan a los referidos sectores.
- Los valores de las inversiones directas del emisor en asociadas e inversiones en negocios conjuntos usando el método de la participación y que pertenezcan a los referidos sectores.
- Los valores de las partidas incluidas en el rubro plusvalía de los estados financieros del emisor que correspondan a inversiones directas del emisor en subsidiarias asociadas o inversiones en negocios conjuntos que pertenezcan a los referidos sectores.

- ii) Serie de Bono: BCGED-E:

- a) Razón de Endeudamiento Financiero: calculado como la razón entre “Deuda Financiera Neta” y “Total Patrimonio” definidas de la siguiente manera:

“Deuda Financiera Neta”:

- (+) “Otros Pasivos financieros, Corrientes”
- (+) “Otros Pasivos financieros, No corrientes”
- (-) “Efectivo y Equivalente al Efectivo”

“Total Patrimonio”:

- (+) “Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora”
- (+) “Participaciones no Controladoras”

- b) Activos Libres de Garantías Reales: Activos libres de cualquier tipo de garantías reales relativos a los bienes presentes o futuros del emisor que sean equivalente a 1,2 veces el monto insoluto del total de pasivos financieros sin garantías mantenidas por el emisor, incluyendo entre ellas los bonos emitidos con cargo a la presente línea.

El otorgante siempre podrá otorgar y mantener garantías reales en los siguientes casos:

- Garantías que se constituyan para financiar o refinanciar o amortizar el precio de compra o costos de cualquier clase de activos adquiridos con posterioridad a la inscripción de la emisión, siempre que la garantía incluya exclusivamente el o los bienes adquiridos o construidos.
- Garantías reales que se otorguen a favor de sus filiales o viceversa.
- Garantías reales otorgadas por una sociedad que posteriormente se fusione con el emisor.
- Garantías reales sobre activos adquiridos con posterioridad a la inscripción de la emisión, que se encuentre garantizadas antes de la compra.
- Prorroga o renovación de cualquiera de las garantías anteriores.

“Pasivos Financieros”:

- (+) “Otros Pasivos financieros, Corrientes”
- (+) “Otros Pasivos financieros, No corrientes”

c) Patrimonio mínimo:

(+) "Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora" en Unidades de Fomento al cierre de los Estados Financieros.

iii) Serie de Bono: BCGET-D

a) Razón de Endeudamiento Financiero: calculado como la razón entre "Deuda Financiera Neta" y "Total Patrimonio" definidas de la siguiente manera:

"Deuda Financiera Neta":

(+) "Otros Pasivos financieros, Corrientes"

(+) "Otros Pasivos financieros, No corrientes"

(-) "Efectivo y Equivalente al Efectivo"

"Total Patrimonio":

(+) "Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora"

(+) "Participaciones no Controladoras".

b) Activos Libres de Garantías Reales: Activos libres de cualquier tipo de garantías reales relativos a los bienes presentes o futuros del emisor que sean equivalente a 1,2 veces el monto insoluto del total de pasivos financieros sin garantías mantenidas por el emisor, incluyendo entre ellas los bonos emitidos con cargo a la presente línea.

El otorgante siempre podrá otorgar y mantener garantías reales en los siguientes casos:

- Garantías que se constituyan para financiar o refinanciar o amortizar el precio de compra o costos de cualquier clase de activos adquiridos con posterioridad a la inscripción de la emisión, siempre que la garantía incluya exclusivamente el o los bienes adquiridos o construidos.
- Garantías reales que se otorguen a favor de sus filiales o viceversa.
- Garantías reales otorgadas por una sociedad que posteriormente se fusione con el emisor.
- Garantías reales sobre activos adquiridos con posterioridad a la inscripción de la emisión, que se encuentre garantizadas antes de la compra.
- Prorroga o renovación de cualquiera de las garantías anteriores.

"Pasivos Financieros":

(+) "Otros Pasivos financieros, Corrientes"

(+) "Otros Pasivos financieros, No corrientes"

c) Patrimonio mínimo:

(+) "Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora" en Unidades de Fomento al cierre de los Estados Financieros.

iv) Series de Bono: BCGEI-N y BCGEI-Q

a) Razón de Endeudamiento Financiero: calculado como la razón entre "Deuda Financiera Neta" y "Total Patrimonio" definidas de la siguiente manera:

"Deuda Financiera Neta":

(+) "Otros Pasivos financieros, Corrientes"

(+) "Otros Pasivos financieros, No corrientes"

(-) "Efectivo y Equivalente al Efectivo"

“Total Patrimonio”:

(+) “Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora”

(+) “Participaciones no Controladoras”

- b) Activos Libres de Garantías Reales: Activos libres de cualquier tipo de garantías reales que sean al menos 1,2 veces el saldo insoluto de los bonos emitidos con cargo a la línea.

El otorgante siempre podrá otorgar y mantener garantías reales en los siguientes casos:

- Garantías que se constituyan para financiar o refinanciar o amortizar el precio de compra o costos de cualquier clase de activos adquiridos con posterioridad a la inscripción de la emisión, siempre que la garantía incluya exclusivamente el o los bienes adquiridos o construidos.
- Garantías reales que se otorguen a favor de sus filiales o viceversa.
- Garantías reales otorgadas por una sociedad que posteriormente se fusione con el emisor.
- Garantías reales sobre activos adquiridos con posterioridad a la inscripción de la emisión, que se encuentre garantizadas antes de la compra.
- Prorroga o renovación de cualquiera de las garantías anteriores.

- v) Créditos China Development Bank

- a) Razón de Endeudamiento: calculado como la razón entre “Total Pasivos” y “Total Activos” al cierre de los Estados Financieros consolidados.

Descripción de opción de rescate anticipado voluntario.

- i) Series de Bono: BCGEI-I, BCGEI-J, BCGEI-K: Si durante la vigencia de la línea, el emisor dejare de ser dueño, directa o indirectamente, de más del 50% del capital con derecho a voto de CGE Distribución S.A., o dejare de mantener el control de la administración de dicha sociedad.
- ii) Serie de Bono: BCGED-E: Mantener al menos un 70% del total de activos en los sectores de transmisión y/o distribución y/o comercialización de electricidad, incluyendo entre dichos activos la partida “Efectivo y Equivalentes al Efectivo”, los valores incluidos en la cuenta “Plusvalía” que pertenezcan a los referidos sectores y “Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía” de los Estados Financieros del emisor.
- iii) Serie de Bono: BCGET-D: Mantener al menos un 70% del total de activos en los sectores de transmisión, generación o distribución de electricidad, considerando para el cálculo de este porcentaje la suma de las partidas “Total Activos No Corrientes” más “Efectivo y Equivalentes al Efectivo” de los Estados Financieros del emisor.
- iv) Serie de Bonos: BCGEI-N y BCGEI-Q: Mantener al menos un 70% del total de activos en los sectores de transmisión y/o distribución y/o comercialización de electricidad, incluyendo para el cálculo de dicho porcentaje la cuenta “Efectivo y Equivalentes al Efectivo”, la cuenta “Plusvalía” que pertenezcan a los referidos sectores y la cuenta “Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía” de los Estados Financieros consolidados del emisor.

El resultado de las principales restricciones de Compañía General de Electricidad S.A. es:

Índice	Medición	Factor	Resultado	Periodicidad de medición	Procedencia
Razón de endeudamiento financiero	(Total deuda financiera - efectivo y equivalente al efectivo) / total patrimonio neto	< o = 1,1 veces	0,87 Veces	Trimestral	Bonos
Razón de Endeudamiento	Total Pasivos/Total Activos	< o = 0,8 veces	0,63 Veces	Trimestral	China Development Bank
Activos libres de garantías reales	Activos sin Garantía/total deuda financiera no garantizada	> o = 1,2 veces	3 Veces	Trimestral	Bonos
Activos libres de garantías reales	Activos sin Garantía/Saldo insoluto de línea N° 917	> o = 1,2 veces	20,21 Veces	Trimestral	Bonos
Patrimonio mínimo	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	> UF 25.000.000	UF 36.577.226	Trimestral	Bonos
Activos en el sector Eléctrico y Gas	Activos sector eléctrico y gas/ Capital insoluto línea bonos N° 541	> 2 veces	49,38 Veces	Trimestral	Bonos
Activos en el sector Eléctrico y Gas	Activos sector eléctrico y gas/ Capital insoluto línea bonos N° 542	> 2 veces	26,63 Veces	Trimestral	Bonos
Otros Resguardos: Causal de Rescate Anticipado Voluntario					
Causal de Rescate Anticipado Voluntario	Activos en transmisión y distribución de electricidad	> o = 70% de Activos Totales	97,72% de los Activos Totales	Trimestral	Bonos

Al cierre de los estados financieros consolidados intermedios al 30 de junio de 2026, la Sociedad y todas sus subsidiarias se encuentran en cumplimiento de sus restricciones y compromisos financieros.

35.- GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.

Al cierre de los estados financieros consolidados intermedios por el período terminado al 30 de junio de 2026 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025, la Sociedad y subsidiarias no registran garantías materiales comprometidas con terceros.

36.- DISTRIBUCIÓN DEL PERSONAL.

La distribución de personal de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias por el período terminado al 30 de junio de 2026 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025 es la siguiente:

Subsidiaria / área	30-06-2026				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Compañía General de Electricidad S.A.	78	1.039	134	1.251	1.235
CGE Magallanes S.A. y subsidiaria	7	69	55	131	131
Total	85	1.108	189	1.382	1.366

Subsidiaria / área	31-12-2025				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Compañía General de Electricidad S.A.	77	1.005	137	1.219	1.175
CGE Magallanes S.A. y subsidiaria	7	64	57	128	126
Total	84	1.069	194	1.347	1.301

37.- MEDIO AMBIENTE.

La Sociedad y sus subsidiarias, participan en el mercado de la distribución de energía eléctrica, y más allá de la naturaleza eminentemente eficiente del sector, hacen esfuerzos permanentes por mejorar su desempeño ambiental. A su vez, estas empresas cumplen y hacen seguimiento proactivo a la normativa ambiental de manera de cumplirla cabalmente en forma sostenida. Además de lo anterior, todos los proyectos eléctricos en que la empresa participa cumplen con la normativa y reglamentación existente sobre la materia, los cuales incluyen, en proyectos que así lo requieran, ser sometidos a procesos de calificación ambiental, mediante el Servicio de Evaluación Ambiental. En este mismo sentido, estas empresas han suscrito el compromiso de medir su huella de carbono, iniciativa tendiente a identificar los impactos ambientales, en materia de gases de efecto invernadero, detectar las fuentes de emisión y eventualmente comprometer planes de reducción.

El siguiente es el detalle de los desembolsos efectuados relacionados con normas de medioambiente al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025:

Al 30 de junio de 2026.

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o ítem de gasto	Monto del desembolso M\$	Fecha de los desembolsos efectuados
Compañía General de Electricidad S.A.	Servicio Especializado de Monitoreo y Control de Residuos	Servicio Técnico	Gasto	Control y Seguimiento de Residuos Peligrosos y no Peligrosos	6.500	30-01-2026
Compañía General de Electricidad S.A.	Servicio Especializado de Notificaciones Ambientales	Asesorías	Gasto	Servicio de Notificación de Novedades y Requisitos Ambientales - Beeok	238	30-01-2026
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de 240 Equipos para reparación	25.385	30-01-2026
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Análisis de PCB de 04 equipos fabricados anterior a 1982	794	30-01-2026
Compañía General de Electricidad S.A.	Servicio Especializado de Notificaciones Ambientales	Asesorías	Gasto	Servicios de Notificación de Novedades y Requisitos Ambientales - Beeok	238	28-02-2026
Compañía General de Electricidad S.A.	Servicio Especializado de Monitoreo y Control de Residuos	Servicio Técnico	Gasto	Control y Seguimiento de Residuos Peligrosos y no Peligrosos	6.500	28-02-2026
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de 218 Equipos para reparación	23.058	28-02-2026
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Análisis de PCB de 09 equipos fabricados anterior a 1982	1.791	28-02-2026
Compañía General de Electricidad S.A.	Asesoría Jurídica y Ambiental de Proyectos RCA	Asesorías	Gasto	Servicio Consultoría Proyectos RCA	1.400	30-03-2026
Compañía General de Electricidad S.A.	Servicio Especializado de Monitoreo y Control de Residuos	Servicio Técnico	Gasto	Control y Seguimiento de Residuos Peligrosos y no Peligrosos	6.500	30-03-2026
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de 121 Equipos para reparación	12.798	30-03-2026
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Análisis de PCB de 06 equipos fabricados anterior a 1982	1.195	30-03-2026
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	1.375	07-04-2026
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	3.914	09-04-2026
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	2.539	23-04-2026
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	2.644	28-04-2026
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	4.548	29-04-2026
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Análisis de PCB equipos fabricados anterior a 1984	201	23-04-2026
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Análisis de PCB equipos fabricados anterior a 1984	401	28-04-2026
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Análisis de PCB equipos fabricados anterior a 1984	401	29-04-2026
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	952	07-05-2026
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	1.692	08-05-2026
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	740	11-05-2026
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	635	12-05-2026
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	106	18-05-2026
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	423	19-05-2026
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	106	20-05-2026
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	106	21-05-2026

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o ítem de gasto	Monto del desembolso M\$	Fecha de los desembolsos efectuados
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	3.173	22-05-2026
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	106	23-05-2026
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	106	24-05-2026
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	1.692	25-05-2026
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	3.490	26-05-2026
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Análisis de PCB equipos fabricados anterior a 1984	406	08-05-2026
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Análisis de PCB equipos fabricados anterior a 1984	203	11-05-2026
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Análisis de PCB equipos fabricados anterior a 1984	203	12-05-2026
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	1.269	08-06-2026
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	952	09-06-2026
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	4.548	22-06-2026
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	3.914	23-06-2026
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	3.490	24-06-2026
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	212	29-06-2026
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reporte de emisiones trimestre 4 2024	Impuestos verdes	Gasto	Asesorías técnicas	5.514	19-01-2026
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Servicio de enlace dedicado comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantenión de grúas y equipos pesados	473	17-01-2026
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Revisión de datos reportes CEMS	Reporte validación de datos CEMS IV trimestre 2026	Gasto	Asesorías técnicas	397	31-01-2026
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantenión equipos CEMS	Cilindros de gases patrones para calibración CEMS	Gasto	Mantenión de grúas y equipos pesados	3.260	31-01-2026
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantenión sistema mitigación emisiones SCR	Servicio de mantenimiento equipo SCR central Porvenir	Gasto	Mantenión de grúas y equipos pesados	6.436	31-01-2026
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Servicio de enlace dedicado comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantenión de grúas y equipos pesados	473	10-02-2026
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Revisión de datos reportes CEMS	Reporte validación de datos CEMS Año 2026	Gasto	Asesorías técnicas	1.589	28-02-2026
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Servicio de enlace dedicado comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantenión de grúas y equipos pesados	474	23-03-2026
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240008 parque eólico Punta Arenas	Asesoría técnica medio ambiental EP 32	Activo	Servicio de apoyo medioambiental proyectos renovables	967	06-02-2026
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240008 parque eólico Punta Arenas	Asesoría técnica medio ambiental EP 35	Activo	Servicio de apoyo medioambiental proyectos renovables	967	06-02-2026
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240008 parque eólico Punta Arenas	Estudio medio ambiente avistamiento Avi fauna	Activo	Estudio medio ambiente avistamiento Avi fauna	5.441	26-02-2026
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240008 parque eólico Punta Arenas	Asesoría técnica medio ambiental EP 41	Activo	Servicio de apoyo medioambiental proyectos renovables	967	28-02-2026
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240008 parque eólico Punta Arenas	Asesoría técnica medio ambiental EP 04	Activo	Servicio de apoyo medioambiental proyectos renovables	967	11-03-2026
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240008 parque eólico Punta Arenas	Asesoría técnica medio ambiental EP 10	Activo	Servicio de apoyo medioambiental proyectos renovables	967	20-04-2026
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240010 parque eólico Puerto Natales	Asesoría técnica medio ambiental EP 32	Activo	Servicio de apoyo medioambiental proyectos renovables	967	06-02-2026

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o ítem de gasto	Monto del desembolso M\$	Fecha de los desembolsos efectuados
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240010 parque eólico Puerto Natales	Asesoría técnica medio ambiental EP 35	Activo	Servicio de apoyo medioambiental proyectos renovables	967	06-02-2026
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240010 parque eólico Puerto Natales	Asesoría técnica medio ambiental EP 41	Activo	Servicio de apoyo medioambiental proyectos renovables	967	28-02-2026
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240010 parque eólico Puerto Natales	Asesoría técnica medio ambiental EP 04	Activo	Servicio de apoyo medioambiental proyectos renovables	967	11-03-2026
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240010 parque eólico Puerto Natales	Asesoría técnica medio ambiental EP 10	Activo	Servicio de apoyo medioambiental proyectos renovables	967	20-04-2026
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Asesoría técnica medio ambiental EP 32	Activo	Servicio de apoyo medioambiental proyectos renovables	967	06-02-2026
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Asesoría técnica medio ambiental EP 35	Activo	Servicio de apoyo medioambiental proyectos renovables	967	06-02-2026
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Asesoría técnica medio ambiental EP 41	Activo	Servicio de apoyo medioambiental proyectos renovables	967	28-02-2026
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Asesoría técnica medio ambiental EP 04	Activo	Servicio de apoyo medioambiental proyectos renovables	967	11-03-2026
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Asesoría técnica medio ambiental EP 10	Activo	Servicio de apoyo medioambiental proyectos renovables	967	20-04-2026
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Servicio PAS 157 - declaración impacto ambiental Guerrico	Activo	Asesoría técnica medio ambiental	7.857	11-03-2026
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Pago final DIA proyecto Guerrico	Activo	Asesoría técnica medio ambiental	13.885	27-03-2026
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Asesoría técnico legal - Medio ambiente DIA Guerrico	Activo	Asesoría técnico legal - medio ambiente DIA Guerrico	7.371	06-04-2026
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reporte de emisiones trimestre 1 2026	Impuestos verdes	Gasto	Asesorías técnicas	5.565	22-04-2026
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría jurídico ambiental	Asesoría jurídico ambiental febrero y marzo 2026	Gasto	Asesorías técnicas	2.088	18-05-2026
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría jurídico ambiental	Asesoría jurídico ambiental mayo 2026	Gasto	Asesorías técnicas	3.177	17-06-2026
Totales					209.449	

Al 31 de diciembre de 2025.

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o ítem de gasto	Monto del desembolso M\$	Fecha de los desembolsos efectuados
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	8.057	28-02-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	3.233	03-03-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	3.651	04-03-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	626	05-03-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	3.964	10-03-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	1.252	11-03-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	939	12-03-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	104	13-03-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	4.589	17-03-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	6.258	18-03-2025

[illegible]

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso (continuación)	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o ítem de gasto	Monto del desembolso M\$	Fecha de los desembolsos efectuados
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	105	15-08-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	105	16-08-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	841	20-08-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	7.255	22-08-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	5.257	25-08-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	105	26-08-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	526	27-08-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	526	04-09-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	1.051	05-09-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	3.890	22-09-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	526	23-09-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	3.470	29-09-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	2.103	30-09-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Análisis de PCB equipos fabricados anterior a 1982	592	30-09-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	3.365	02-10-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	210	03-10-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Servicio de Asesoría Ambiental (Biodiversidad)	Asesorías	Activo	Servicio de Asesoría Ambiental (Biodiversidad)	4.000	16-10-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	3.049	20-10-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	2.944	22-10-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	1.577	23-10-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	1.367	27-10-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	2.629	28-10-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Análisis de PCB equipos fabricados anterior a 1982	792	31-10-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	631	17-11-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	1.682	18-11-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	3.575	20-11-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	421	21-11-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	2.418	24-11-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	2.944	25-11-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	1.682	27-11-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	2.208	28-11-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	105	01-12-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	105	02-12-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Fortalecimiento del SGI para Huella de Carbono CGE	Asesorías	Activo	Servicio Consultoría Huella de Carbono	6.307	15-12-2025
Compañía General de Electricidad S.A.	Proyecto de Reparación de Transformadores	Traslado a Tusan	Activo	Gestión de Traslado de Equipos para reparación	3.596	16-12-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 Proyecto Guerrico 2024	HP3 Ingreso DIA	Activo	Asesorías técnicas	40.217	20-01-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 Proyecto Guerrico 2024	Modificación planos restitución	Activo	Asesorías técnicas	282	21-01-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reporte de emisiones trimestre 4 2024	Impuestos verdes	Gasto	Asesorías técnicas	5.329	21-01-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 Proyecto Guerrico 2024	Letrero DIA	Activo	Insumo	140	29-01-2025

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso (continuación)	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o ítem de gasto	Monto del desembolso M\$	Fecha de los desembolsos efectuados
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 Proyecto Guerrico 2024	Certificado de vigencia poder JR	Activo	Certificados	7	29-01-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Consumibles Sistema Mitigación Emisiones SCR	Consumo de urea sistemas de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Insumos generación	5.579	30-01-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en Línea del CEMS - SMA	Servicio de enlace dedicado a comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantenión de grúas y equipos pesados	1.369	17-02-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 Proyecto Guerrico 2024	Viaje por ICSARA	Activo	Pasajes y estadía	482	25-02-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Consumibles Sistema Mitigación Emisiones SCR	Consumo de urea sistemas de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Insumos generación	8.110	28-02-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 Proyecto Guerrico 2024	Apoyo Ambiental - 2025/02	Activo	Apoyo ambiental	656	17-03-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240008 Proyecto Eólico PUQ 2024	Apoyo Ambiental - 2025/02	Activo	Apoyo ambiental	656	17-03-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240010 Proyecto Eólico PNT 2024	Apoyo Ambiental - 2025/02	Activo	Apoyo ambiental	656	17-03-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en Línea del CEMS - SMA	Servicio de enlace dedicado a comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantenión de grúas y equipos pesados	460	20-03-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Manejo residuos	Manejo residuos peligrosos Central Porvenir	Gasto	Manejo de residuos peligrosos	7.079	26-03-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 Proyecto Guerrico 2024	Soporte revisión DIA	Activo	Asesorías técnicas	15.169	27-03-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Consumibles Sistema Mitigación Emisiones SCR	Consumo de urea sistemas de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Insumos generación	17.189	27-03-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantenión equipos CEMS	Cilindros de gases patrones para calibración CEMS	Gasto	Mantenión de grúas y equipos pesados	1.891	01-04-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría jurídico ambiental	Asesoría jurídico ambiental proyectos generación 2024	Gasto	Asesorías técnicas	5.601	01-04-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en Línea del CEMS - SMA	Servicio de enlace dedicado a comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantenión de grúas y equipos pesados	463	07-04-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 Proyecto Guerrico 2024	HP N°1 - 50% Estudios ICSARA	Activo	Asesorías técnicas	12.445	09-04-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 Proyecto Guerrico 2024	Apoyo Ambiental - 2025/03	Activo	Apoyo ambiental	681	25-04-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240008 Parque Eólico Punta Arenas	Apoyo Ambiental - 2025/03	Activo	Apoyo ambiental	681	25-04-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240010 Parque Eólico Puerto Natales	Apoyo Ambiental - 2025/03	Activo	Apoyo ambiental	681	25-04-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría jurídico ambiental	Registro SISAT (correcciones UGE CPN y CPO)	Gasto	Asesorías técnicas	1.367	25-04-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Revisión de Datos Reportes CEMS	Servicio de verificación y corrección de datos CEMS	Gasto	Asesorías técnicas	518	30-04-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Consumibles Sistema Mitigación Emisiones SCR	Consumo de urea sistemas de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Insumos generación	19.250	30-04-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reporte de emisiones trimestre 1 2025	Impuestos verdes	Gasto	Asesorías técnicas	5.423	01-05-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en Línea del CEMS - SMA	Servicio de enlace dedicado a comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantenión de grúas y equipos pesados	465	12-05-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Manejo residuos	Manejo residuos peligrosos Central Porvenir	Gasto	Manejo de residuos peligrosos	6.878	13-05-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 Proyecto Guerrico 2024	Apoyo Ambiental - 2025/04	Activo	Apoyo ambiental	757	15-05-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240008 Parque Eólico Punta Arenas	Apoyo Ambiental - 2025/04	Activo	Apoyo ambiental	757	15-05-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240010 Parque Eólico Puerto Natales	Apoyo Ambiental - 2025/04	Activo	Apoyo ambiental	757	15-05-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría jurídico ambiental	Análisis traslado UGE CAT	Gasto	Asesorías técnicas	4.310	27-05-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría jurídico ambiental	Respuesta resolución exenta N° 576 SMA	Gasto	Asesorías técnicas	2.938	27-05-2025

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso (continuación)	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o ítem de gasto	Monto del desembolso M\$	Fecha de los desembolsos efectuados
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización y normalización motor portátil CAT 3512 UG N°14	Mano de obra interna	Activo	Mano de obra interna	2.034	30-05-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Consumibles Sistema Mitigación Emisiones SCR	Consumo de urea sistemas de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Insumos generación	8.214	31-05-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Sistema mitigación de emisiones	Mantenimiento equipos de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Asesorías técnicas	13.658	31-05-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 Proyecto Guerrico 2024	HP1 ING.CAM - 30% Inicio de trabajos	Activo	Asesorías técnicas	2.017	06-06-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 Proyecto Guerrico 2024	Apoyo Ambiental - 2025/05	Activo	Apoyo ambiental	684	12-06-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240008 Parque Eólico Punta Arenas	Apoyo Ambiental - 2025/05	Activo	Apoyo ambiental	684	12-06-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240010 Parque Eólico Puerto Natales	Apoyo Ambiental - 2025/05	Activo	Apoyo ambiental	684	12-06-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización y normalización motor portátil CAT 3512 UG N°14	Mano de obra interna	Activo	Mano de obra interna	1.990	30-06-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en Línea del CEMS - SMA	Servicio de enlace dedicado comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantenión de grúas y equipos pesados	466	30-06-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Consumibles Sistema Mitigación Emisiones SCR	Consumo de urea sistemas de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Insumos generación	8.614	30-06-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en Línea del CEMS - SMA	Servicio de enlace dedicado a comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantenión de grúas y equipos pesados	467	10-07-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240008 Parque Eólico Punta Arenas	Apoyo Ambiental - 2025/06	Activo	Apoyo ambiental	760	14-07-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 Proyecto Guerrico 2024	Apoyo Ambiental - 2025/06	Activo	Apoyo ambiental	760	14-07-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240010 Parque Eólico Puerto Natales	Apoyo Ambiental - 2025/06	Activo	Apoyo ambiental	760	14-07-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantenión equipos CEMS	Cilindros de gases patrones para calibración CEMS	Gasto	Mantenión de grúas y equipos pesados	7.687	21-07-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 Proyecto Guerrico 2024	HP2 ING.CAM - 50% entrega ingeniería	Activo	Asesorías técnicas	3.475	24-07-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 Proyecto Guerrico 2024	HP3 ING.CAM - 20% ingeniería	Activo	Asesorías técnicas	1.382	25-07-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantenión sistema mitigación emisiones SCR	Adquisición gases patrones Nacionales SCR	Gasto	Mantenión de grúas y equipos pesados	2.979	28-07-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría jurídico ambiental	Consultas procedimiento pago impuesto a emisiones periodo 2023 CPN (junio 2025)	Gasto	Asesorías técnicas	1.470	28-07-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reporte de emisiones trimestre 2 2025	Impuestos verdes	Gasto	Asesorías técnicas	5.438	28-07-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Manejo residuos	Manejo residuos peligrosos Central Porvenir	Gasto	Manejo de residuos peligrosos	4.425	29-07-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Desarrollo estructuras para instalación de silenciadores TG N°4 y TG N°9 y mano de obra interna	Activo	Desarrollo de estructuras para instalaciones de silenciadores TG N°4 y TG N°9 y mano de obra interna	7.828	30-07-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantenión sistema mitigación emisiones SCR	Servicio calibración SCR Porvenir INERCO	Gasto	Asesorías técnicas	6.360	31-07-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Revisión de datos reportes CEMS	Revisión de datos CEMS tercer trimestre 2025	Gasto	Asesorías técnicas	393	31-07-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 Proyecto Guerrico 2024	HP N°2 - 50% Estudios ICSARA	Activo	Asesorías técnicas	12.795	07-08-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 Proyecto Guerrico 2024	Soporte ICSARA	Activo	Asesorías técnicas	1.812	14-08-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240008 Parque Eólico Punta Arenas	Apoyo Ambiental - 2025/07	Activo	Apoyo ambiental	760	19-08-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 Proyecto Guerrico 2024	Apoyo Ambiental - 2025/07	Activo	Apoyo ambiental	760	19-08-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240010 Parque Eólico Puerto Natales	Apoyo Ambiental - 2025/07	Activo	Apoyo ambiental	760	19-08-2025

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso (continuación)	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o ítem de gasto	Monto del desembolso M\$	Fecha de los desembolsos efectuados
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240010 Parque Eólico Puerto Natales	Matriz de Permisos Sectoriales	Activo	Asesorías técnicas	3.475	20-08-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 Proyecto Guerrico 2024	Soporte técnico ICSARA	Activo	Asesorías técnicas	6.042	22-08-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría jurídico ambiental	Honorarios julio agosto 2025	Gasto	Asesorías técnicas	3.818	26-08-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 Proyecto Guerrico 2024	Matriz de Permisos Sectoriales	Activo	Asesorías técnicas	3.988	26-08-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Pago por estructura y mano de obra interna	Activo	Pago por estructura y mano de obra interna	3.574	30-08-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización y normalización motor portátil CAT 3512 UG N°14	Pago hito N°1 de contrato por entrega de planos de montaje con Cofama S.A. más pago de mano de obra interna	Activo	Pago hito N°1 de Contrato por entrega de planos de montaje con Cofama S.A. más pago de mano de obra interna	14.188	30-08-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Consumibles Sistema Mitigación Emisiones SCR	Consumo de urea sistemas de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Insumos generación	8.686	31-08-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Seguimientos ambientales RCA 2024	Medición de ruido CPA	Gasto	Asesorías técnicas	1.379	01-09-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Seguimientos ambientales RCA 2024	Medición de ruido CPN	Gasto	Asesorías técnicas	1.714	01-09-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Seguimientos ambientales RCA 2024	Monitoreo calidad de aire CPA	Gasto	Asesorías técnicas	17.633	01-09-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Seguimientos ambientales RCA 2024	Monitoreo calidad de aire CPN	Gasto	Asesorías técnicas	17.633	01-09-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Manejo residuos	Manejo residuos peligrosos Central P. Natales	Gasto	Manejo de residuos peligrosos	11.857	15-09-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240008 Parque Eólico Punta Arenas	Apoyo Ambiental - 2025/08	Activo	Apoyo ambiental	766	15-09-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 Proyecto Guerrico 2024	Apoyo Ambiental - 2025/08	Activo	Apoyo ambiental	766	15-09-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240010 Parque Eólico Puerto Natales	Apoyo Ambiental - 2025/08	Activo	Apoyo ambiental	766	15-09-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240008 Parque Eólico Punta Arenas	Matriz de Permisos Sectoriales	Activo	Apoyo ambiental	1.896	20-09-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Mano de obra interna y externa	Activo	Mano de obra interna y externa	8.822	30-09-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización y normalización motor portátil CAT 3512 UG N°14	Pago servicio de ingeniería mano de obra interna y externa.	Activo	Pago servicio de ingeniería mano de obra interna y externa.	7.254	30-09-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantenición sistema mitigación emisiones SCR	Servicio calibración SCR Porvenir	Gasto	Mantenición de grúas y equipos pesados	1.072	30-09-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantenición equipos CEMS	Mantenición anual CEMS	Gasto	Mantenición de grúas y equipos pesados	6.149	30-09-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Consumibles Sistema Mitigación Emisiones SCR	Consumo de urea sistemas de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Insumos generación	50.230	30-09-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en Línea del CEMS - SMA	Servicio de enlace dedicado comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantenición de grúas y equipos pesados	470	14-10-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización y normalización motor portátil CAT 3512 UG N°14	Pago hito N°2 de contrato por entrega de planos de montaje con Cofama S.A. más pago de mano de obra interna	Activo	Insonorización motor portátil CAT 3512 UG N°14	14.386	28-10-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantenición equipos CEMS	Servicio de reparación Servidor CEMS	Gasto	Mantenición de grúas y equipos pesados	395	31-10-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Consumibles Sistema Mitigación Emisiones SCR	Consumo de urea sistemas de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Insumos generación	30.397	31-10-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240010 Parque Eólico Puerto Natales	Pago DSS 50% estudio meteorológico PEPN	Activo	Asesorías técnicas	1.909	03-11-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240010 Parque Eólico Puerto Natales	GEO4D levantamiento topográfico Natales	Activo	Asesorías técnicas	4.150	03-11-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reporte de emisiones trimestre 3 2025	Impuestos verdes	Gasto	Asesorías técnicas	5.501	10-11-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en Línea del CEMS - SMA	Servicio de enlace dedicado a comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantenición de grúas y equipos pesados	471	11-11-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 Proyecto Guerrico 2024	Apoyo Ambiental - 2025/10	Activo	Apoyo ambiental	193	21-11-2025

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso (continuación)	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o ítem de gasto	Monto del desembolso M\$	Fecha de los desembolsos efectuados
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 Proyecto Guerrico 2024	Mantex cruce y tramitación 50% final	Activo	Apoyo ambiental	3.499	21-11-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Mano de obra interna	Activo	Insonorización Central Tres Puentes	1.977	28-11-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantenión equipos CEMS	Servicio de mantenimiento anual Hardware Ambilogger	Gasto	Asesorías técnicas	2.219	30-11-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Consumibles Sistema Mitigación Emisiones SCR	Consumo de urea sistemas de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Insumos generación	9.091	30-11-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240010 Parque Eólico Puerto Natales	DSS- Pago H2 informe meteorológico	Activo	Asesorías técnicas	1.909	06-12-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en Línea del CEMS - SMA	Servicio de enlace dedicado a comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantenión de grúas y equipos pesados	472	09-12-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización y normalización motor portátil CAT 3512 UG N°14	Pago hito N°3 de contrato por entrega de planos de montaje con Cofama S.A. más pago de mano de obra interna	Activo	Insonorización motor portátil CAT 3512 UG N°14	17.985	16-12-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 Proyecto Guerrico 2024	PPU Legal - asesoría DIA Sept- Oct	Activo	Asesorías técnicas	7.674	31-12-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 Proyecto Guerrico 2024	PPU Legal - asesoría DIA Nov	Activo	Asesorías técnicas	6.203	31-12-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 Proyecto Guerrico 2024	PPU Legal - asesoría DIA Dic	Activo	Asesorías técnicas	5.805	31-12-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantenión equipos CEMS	Validación anual CEMS	Gasto	Mantenión de grúas y equipos pesados	11.068	31-12-2025
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Consumibles Sistema Mitigación Emisiones SCR	Consumo de urea sistemas de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Insumos generación	19.661	31-12-2025
Totales					748.142	

38.- HECHOS POSTERIORES.

En relación con el evento meteorológico de lluvias y vientos que afectó al país durante los meses de julio y agosto de 2026, se registró un fenómeno de alta severidad asociado a un río atmosférico clasificado en Categoría 5, de carácter “Excepcional”, la categoría más alta. Este sistema se desplazó desde la Región de La Araucanía hasta la Región de Atacama, impactando progresivamente las zonas sur, centro y norte del país, y se caracterizó por lluvias intensas, fuertes vientos, nevadas en la cordillera y saturación de suelos. Asimismo, debido a la magnitud y al carácter extraordinario del fenómeno, se declaró Estado de Catástrofe en determinadas zonas del norte del país. Este evento ocasionó daños en infraestructura asociada al servicio público de distribución eléctrica de la Compañía, así como interrupciones en el suministro a sus clientes.

A la fecha, la Sociedad se encuentra cuantificando los efectos financieros derivados de los trabajos y materiales utilizados en la reposición de las redes dañadas, así como de las compensaciones voluntarias por indisponibilidad del servicio y por pérdidas materiales sufridas por los clientes, las cuales se están haciendo efectivas conforme a lo anunciado públicamente el 19 de julio de 2026. Adicionalmente, podrían generarse desembolsos asociados a procedimientos administrativos y/o judiciales que se encuentren en curso o que eventualmente lleguen a iniciarse.

Con fecha 28 de julio de 2026, la Subsidiaria Empresa Eléctrica de Magallanes S.A., en conformidad a lo establecido en el Art. 9° e inciso 2° del Art. 10° de la Ley 18.045, Ley de Mercado de Valores, lo provisto en la Norma de Carácter General N°30 de la Comisión para el Mercado Financiero, y debidamente facultado por el Directorio se informa el hecho posterior siguiente:

En Sesión Ordinaria de Directorio celebrada el 28 de julio de 2026, se acordó por unanimidad, aceptar la renuncia presentada por don Miguel Castillo Quezada al cargo de Gerente General de la Sociedad y designar en su reemplazo a don Guillermo Antonio Rojas Álvarez, todo ello a contar del día 1 de septiembre de 2026.

El Directorio manifestó el agradecimiento y reconocimiento al Sr. Castillo por su gestión en Edelmag, destacando su gran apoyo y lealtad brindada, sus logros y su importante contribución a la sociedad.

Don Guillermo Antonio Rojas Álvarez es ingeniero civil eléctrico de la Universidad de Tarapacá. Su trayectoria profesional ha estado siempre ligada al Grupo de empresas CGE, donde ocupó varios cargos de responsabilidad y a contar del año 2024 en el cargo de Subdirector de la Regional Norte de Compañía General de Electricidad S.A.

Con fecha 31 de julio de 2026 fue publicada la Ley N° 21.833, cuyo objetivo es mitigar las alzas tarifarias, otorgar mayor certeza regulatoria y fortalecer la calidad y seguridad del suministro eléctrico. Entre las principales medidas incorporadas por la ley se encuentran las siguientes:

- Extiende el subsidio eléctrico para clientes residenciales vulnerables durante el año 2027, incorpora mecanismos para reducir el impacto de futuras alzas tarifarias, faculta a la Comisión Nacional de Energía para renegociar contratos de suministro regulado con el objeto de disminuir los precios de la energía para los consumidores y establece un mecanismo para extinguir progresivamente las deudas asociadas a reliquidaciones tarifarias en distribución y sistemas medianos, financiado mediante el Fondo de Estabilización de Tarifas y un cargo transitorio específico.
- Crea, en materia de distribución un régimen de planes de inversión complementario destinado a financiar obras orientadas a mejorar la calidad, continuidad y resiliencia de las redes eléctricas frente a contingencias operativas y eventos climáticos.
- Fortalece la protección de las personas electrodependientes mediante la incorporación de un mecanismo de registro que involucra a los servicios de salud, prestadores de salud privados e instituciones de salud previsional, quienes deberán informar estos casos a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles para su incorporación al registro correspondiente. Asimismo, otorga prioridad a estas personas en la asignación del subsidio eléctrico, asegurando una cobertura suficiente para el consumo asociado al funcionamiento de los equipos necesarios para el tratamiento de su patología.

- Finalmente, extiende excepcionalmente hasta el año 2030 la vigencia del proceso tarifario de distribución correspondiente al período 2024-2028.

En este contexto, la Sociedad se encuentra evaluando los potenciales efectos en las cuentas a cobrar a clientes, los pasivos asociados y los flujos de efectivo futuros, los cuales serán reconocidos en el período en que se materialice su aplicación.

Entre el 30 de junio de 2026, fecha de cierre de los estados financieros consolidados intermedios, y su fecha de presentación, no han ocurrido otros hechos significativos de carácter financiero-contable que pudieran afectar el patrimonio de la Sociedad o la interpretación de éstos.