

Estados Financieros Consolidados

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

Santiago, Chile

31 de diciembre de 2024 y 2023

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

(Expresados en miles de pesos chilenos)
Correspondientes a los ejercicios terminados al
31 de diciembre de 2024 y 2023

Informe del Auditor Independiente

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

Opinión

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados de Compañía General de Electricidad S.A. y filiales, que comprenden los estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023 y los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados.

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados adjuntos presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Compañía General de Electricidad S.A. y filiales al 31 de diciembre de 2024 y 2023 y los resultados de sus operaciones y sus flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas de acuerdo con Normas de Contabilidad de las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el International Accounting Standards Board.

Base para la opinión

Efectuamos nuestras auditorías de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile. Nuestras responsabilidades de acuerdo a tales normas se describen, posteriormente, en los párrafos bajo la sección “Responsabilidades del auditor por la auditoría de los estados financieros consolidados” del presente informe. De acuerdo a los requerimientos éticos pertinentes para nuestras auditorías de los estados financieros consolidados se nos requiere ser independientes de Compañía General de Electricidad S.A. y filiales y cumplir con las demás responsabilidades éticas de acuerdo a tales requerimientos. Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión de auditoría.

Responsabilidades de la Administración por los estados financieros consolidados

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados de acuerdo con Normas de Contabilidad de las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el International Accounting Standards Board. Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros consolidados que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

Al preparar los estados financieros consolidados, la Administración es requerida que evalúe si existen hechos o circunstancias, que considerados como un todo, originen una duda sustancial acerca de la capacidad de Compañía General de Electricidad S.A. y filiales para continuar como una empresa en marcha al menos por los doce meses siguientes a partir del final del período sobre el que se informa, sin limitarse a dicho período.

Responsabilidades del auditor por la auditoría de los estados financieros consolidados

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable de que los estados financieros consolidados, como un todo, están exentos de representaciones incorrectas significativas, debido a fraude o error, y emitir un informe del auditor que incluya nuestra opinión. Una seguridad razonable es un alto, pero no absoluto, nivel de seguridad y, por lo tanto, no garantiza que una auditoría realizada de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile siempre detectará una representación incorrecta significativa cuando ésta exista. El riesgo de no detectar una representación incorrecta significativa debido a fraude es mayor que el riesgo de no detectar una representación incorrecta significativa debido a un error, ya que el fraude puede involucrar colusión, falsificación, omisiones intencionales, ocultamiento, representaciones inadecuadas o hacer caso omiso de los controles por parte de la Administración. Una representación incorrecta se considera significativa sí, individualmente, o en su sumatoria, éstas podrían influir el juicio que un usuario razonable realiza a base de estos estados financieros consolidados.

Como parte de una auditoría realizada de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile, nosotros:

- Ejercemos nuestro juicio profesional y mantenemos nuestro escepticismo profesional durante toda la auditoría.
- Identificamos y evaluamos los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros consolidados, ya sea, debido a fraude o error, diseñamos y realizamos procedimientos de auditoría en respuesta a tales riesgos. Tales procedimientos incluyen el examen, a base de pruebas, de la evidencia con respecto a los montos y revelaciones en los estados financieros consolidados.
- Obtenemos un entendimiento del control interno pertinente para una auditoría con el objeto de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias, pero sin el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de Compañía General de Electricidad S.A. y filiales. En consecuencia, no expresamos tal tipo de opinión.
- Evaluamos lo apropiado que son las políticas de contabilidad utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables significativas efectuadas por la Administración, así como evaluamos lo apropiado de la presentación general de los estados financieros consolidados.
- Concluimos si a nuestro juicio existen hechos o circunstancias, que considerados como un todo, originen una duda sustancial acerca de la capacidad de Compañía General de Electricidad S.A. y filiales para continuar como una empresa en marcha por un período de tiempo razonable.

Se nos requiere comunicar a los responsables del Gobierno Corporativo, entre otros asuntos, la oportunidad y el alcance planificados de la auditoría y los hallazgos significativos de la auditoría, incluyendo, cualquier deficiencia significativa y debilidad importante del control interno que identificamos durante nuestra auditoría.



Luis Martínez M.
EY Audit Ltda.

Santiago, 4 de marzo de 2025

CONTENIDO

I. ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS.

ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO.

Activos.

Patrimonio y pasivos.

ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS POR FUNCIÓN.

ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS INTEGRAL.

ESTADO CONSOLIDADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO.

ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO.

II. NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS.

M\$	Miles de pesos chilenos.
CL \$	Pesos chilenos.
US \$	Dólares estadounidenses.
EUR \$	Euros.
CNH \$	Yuan chino.



Estados Financieros Consolidados

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

31 de diciembre de 2024 y 2023

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO
Al 31 de diciembre de 2024 y 2023.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ACTIVOS	Nota	31-12-2024 M\$	31-12-2023 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo.	6	58.863.189	23.420.939
Otros activos financieros.	7	755.548	
Otros activos no financieros.	12	2.103.633	1.669.050
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	8	603.795.333	1.018.819.588
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	9	27.932.279	8.736.267
Inventarios.	10	4.311.061	3.686.287
Activos por impuestos.	11	481.537	2.975.722
Total activos corrientes		698.242.580	1.059.307.853
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros.	7	13.799.904	12.081.114
Otros activos no financieros.	12	8.280	8.280
Cuentas por cobrar.	8	879.974.686	586.641.672
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	14	621.120.119	622.286.927
Plusvalía.	15	161.446.233	161.446.233
Propiedades, planta y equipo.	17	1.589.645.164	1.461.947.895
Propiedad de inversión.	16	9.068.051	8.167.148
Activos por derecho de uso.	25	25.016.231	8.676.713
Activos por impuestos diferidos.	19	34.309.629	50.575.155
Total activos no corrientes		3.334.388.297	2.911.831.137
TOTAL ACTIVOS		4.032.630.877	3.971.138.990

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO
Al 31 de diciembre de 2024 y 2023.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-12-2024 M\$	31-12-2023 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	20	342.632.055	171.112.934
Pasivos por arrendamientos.	25	4.680.453	4.824.973
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	21	516.879.700	696.933.133
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	9	189.417.400	202.589.313
Otras provisiones.	22	34.385.507	27.987.458
Otros pasivos no financieros.	24	28.679.035	32.844.485
Total pasivos corrientes		1.116.674.150	1.136.292.296
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	20	833.705.200	825.603.668
Pasivos por arrendamientos.	25	3.685.816	5.197.534
Cuentas por pagar.	21	512.836.538	505.018.991
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	9	16.897.252	18.000.000
Pasivo por impuestos diferidos.	19	25.584.323	22.821.159
Provisiones por beneficios a los empleados.	23	26.085.339	24.206.651
Total pasivos no corrientes		1.418.794.468	1.400.848.003
TOTAL PASIVOS		2.535.468.618	2.537.140.299
PATRIMONIO			
Capital emitido.	26	1.232.423.425	1.232.423.425
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	26	334.691.725	273.312.360
Otras reservas.	26	(106.858.636)	(107.997.245)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.		1.460.256.514	1.397.738.540
Participaciones no controladoras.	26	36.905.745	36.260.151
Total patrimonio		1.497.162.259	1.433.998.691
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		4.032.630.877	3.971.138.990

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS POR FUNCIÓN
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023.
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCIÓN	del al Nota	01-01-2024 31-12-2024 M\$	01-01-2023 31-12-2023 M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	27	2.666.444.095	2.081.914.793
Costo de ventas.	28	(2.332.769.218)	(1.809.283.828)
Ganancia bruta.		333.674.877	272.630.965
Otros ingresos, por función.	27	13.170.426	9.280.648
Gasto de administración.	28	(130.011.540)	(109.618.694)
Pérdidas por deterioro de valor (ganancias por deterioro de valor y reversión de pérdidas por deterioro de valor) determinadas de acuerdo con la NIIF 9.	28	(44.408.099)	(66.943.935)
Otras ganancias (pérdidas).	28	(6.992.231)	(4.871.398)
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.		165.433.433	100.477.586
Ingresos financieros.	29	46.356.597	21.988.449
Costos financieros.	29	(74.920.898)	(73.041.318)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera.	29	3.126.113	(2.315.108)
Resultados por unidades de reajuste.	29	(30.004.625)	(33.455.883)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto.		109.990.620	13.653.726
Beneficio (gasto) por impuestos a las ganancias.	30	(18.676.592)	4.043.555
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.		91.314.028	17.697.281
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.	38		(3.444.779)
Ganancia (pérdida)		91.314.028	14.252.502
Ganancia (pérdida) atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.		87.697.692	12.089.319
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras.	26	3.616.336	2.163.183
Ganancia (pérdida)		91.314.028	14.252.502
Ganancias por acción.			
Ganancia por acción básica y diluida (\$ por acción)			
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas.		43,42	5,99
Ganancia (pérdida) por acción básica.	31	43,42	5,99

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADO INTEGRAL
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023.
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DEL RESULTADO INTEGRAL	del al Nota	01-01-2024 31-12-2024 M\$	01-01-2023 31-12-2023 M\$
Ganancia (pérdida)		91.314.028	14.252.502
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos.			
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	26.8	(1.593.544)	753.258
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos.		(1.593.544)	753.258
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.	26.8	3.100.593	(4.364.963)
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo.		3.100.593	(4.364.963)
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado de periodo, antes de impuestos.		3.100.593	(4.364.963)
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos.		1.507.049	(3.611.705)
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán a resultado del período.			
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral.	26.8	430.259	(203.380)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo.		430.259	(203.380)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo.			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral.	26.8	(837.160)	1.178.540
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo.		(837.160)	1.178.540
Otro resultado integral.		1.100.148	(2.636.545)
Total resultado integral.		92.414.176	11.615.957
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora.		88.836.301	9.472.606
Resultado integral atribuible a participaciones no controladas.		3.577.875	2.143.351
Total resultado integral.		92.414.176	11.615.957

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023.
 (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 ejercicio al 1 de enero de 2024	1.232.423.425	(2.566.236)	(1.645.337)	(103.785.672)	(107.997.245)	273.312.360	1.397.738.540	36.260.151	1.433.998.691
Cambios en patrimonio									
Resultado integral									
Ganancia (pérdida).						87.697.692	87.697.692	3.616.336	91.314.028
Otro resultado integral.		2.263.433	(1.124.824)		1.138.609		1.138.609	(38.461)	1.100.148
Total resultado integral	0	2.263.433	(1.124.824)	0	1.138.609	87.697.692	88.836.301	3.577.875	92.414.176
Dividendos.					0	(26.318.327)	(26.318.327)	(2.932.281)	(29.250.608)
Total incremento (disminución) en el patrimonio	0	2.263.433	(1.124.824)	0	1.138.609	61.379.365	62.517.974	645.594	63.163.568
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de diciembre de 2024	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

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023.
 (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 ejercicio al 1 de enero de 2023	1.232.423.425	620.187	(2.215.047)	(103.785.672)	(105.380.532)	264.853.494	1.391.896.387	35.607.697	1.427.504.084
Cambios en patrimonio									
Resultado integral									
Ganancia (pérdida).						12.089.319	12.089.319	2.163.183	14.252.502
Otro resultado integral.		(3.186.423)	569.710		(2.616.713)		(2.616.713)	(19.832)	(2.636.545)
Total resultado integral	0	(3.186.423)	569.710	0	(2.616.713)	12.089.319	9.472.606	2.143.351	11.615.957
Dividendos.					0	(3.630.453)	(3.630.453)	(1.490.897)	(5.121.350)
Total incremento (disminución) en el patrimonio	0	(3.186.423)	569.710	0	(2.616.713)	8.458.866	5.842.153	652.454	6.494.607
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de diciembre de 2023	1.232.423.425	(2.566.236)	(1.645.337)	(103.785.672)	(107.997.245)	273.312.360	1.397.738.540	36.260.151	1.433.998.691

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023.
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR MÉTODO DIRECTO	del al Nota	01-01-2024 31-12-2024 M\$	01-01-2023 31-12-2023 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.		2.479.351.557	2.109.327.784
Otros cobros por actividades de operación.	6.2	1.309.863	5.584.597
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.		(2.147.494.499)	(2.060.901.977)
Pagos a y por cuenta de los empleados.		(44.951.337)	(32.426.874)
Otros pagos por actividades de operación.	6.2	(2.365.480)	(856.133)
Otros cobros y pagos de operación			
Intereses recibidos.		6.560.829	9.616.979
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).		2.662.015	(794.274)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		(1.931.922)	(13.694.795)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		293.141.026	15.855.307
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas.		(19.807.059)	(5.679.697)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.		995.875	1.083.281
Compras de propiedades, planta y equipo.		(237.152.626)	(246.599.293)
Compras de activos intangibles.		(8.845.629)	(8.689.786)
Importes procedentes de subvenciones del gobierno.		994.137	
Intereses recibidos.		831.322	
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(262.983.980)	(259.885.495)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Total importes procedentes de préstamos.		201.997.726	113.756.479
- Importes procedentes de préstamos de largo plazo.	6.3	167.072.000	103.000.000
- Importes procedentes de préstamos de corto plazo.	6.3	34.925.726	10.756.479
Préstamos de entidades relacionadas.	6.3		170.191.729
Pagos de préstamos.	6.3	(72.842.007)	(36.443.698)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros.	6.3	(9.929.855)	(5.676.306)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.	6.3	(55.728.564)	(4.630.353)
Dividendos pagados.		(6.483.770)	(13.178.227)
Intereses recibidos.		8.882.706	68.189.208
Intereses pagados.	6.3	(60.830.085)	(57.461.982)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		161.015	(55.121)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		5.227.166	234.691.729
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios		35.384.212	(9.338.459)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.		58.038	(67.417)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		35.442.250	(9.405.876)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.		23.420.939	32.826.815
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio	6	58.863.189	23.420.939

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ÍNDICE A LAS NOTAS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
Correspondientes al 31 de diciembre de 2024 y 2023.

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.	18
3.2.-	Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas por la Sociedad.	20
3.3.-	Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2024, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.	22
3.4.-	Bases de consolidación.	26
3.5.-	Entidades subsidiarias.	29
3.6.-	Transacciones en moneda extranjera y unidades de reajuste.	30
3.7.-	Información financiera por segmentos operativos.	31
3.8.-	Propiedades, planta y equipo.	31
3.9.-	Propiedades de inversión.	32
3.10.-	Menor valor o plusvalía comprada (Goodwill).	33
3.11.-	Activos intangibles distintos de la plusvalía.	33
3.12.-	Costos por intereses.	34
3.13.-	Deterioro de activos no financieros.	35
3.14.-	Activos no corrientes mantenidos para la venta y grupos en disposición.	35
3.15.-	Activos financieros.	35
3.16.-	Inventarios.	39
3.17.-	Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	39
3.18.-	Efectivo y equivalentes al efectivo.	39
3.19.-	Capital social.	39
3.20.-	Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	39
3.21.-	Préstamos y otros pasivos financieros.	39
3.22.-	Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.	40
3.23.-	Obligaciones por beneficios post empleo u otros similares.	40
3.24.-	Provisiones.	42
3.25.-	Subvenciones estatales.	42
3.26.-	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.	43
3.27.-	Reconocimiento de ingresos.	43
3.28.-	Arrendamientos.	44
3.29.-	Distribución de dividendos.	45
3.30.-	Costo de ventas.	45
3.31.-	Estado de flujos de efectivo.	45
4.-	ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRÍTICOS DE LA ADMINISTRACIÓN.	46
4.1.-	Estimación del deterioro de la plusvalía comprada y activos no corrientes de vida útil indefinida.	46
4.2.-	Valor razonable de derivados y de otros instrumentos financieros.	46
4.3.-	Beneficios por Indemnizaciones por cese pactadas (PIAS) y premios por antigüedad.	46
4.4.-	Reconocimiento de ingresos y costos de energía - Efectos de Precios de Contratos de Suministro y de Precios de Subtransmisión.	47
5.-	POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.	51

5.1.-	Riesgo financiero.	51
6.-	EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFFECTIVO.	61
6.1.-	Composición del rubro.	61
6.2.-	Detalles flujos de efectivo.	62
6.3.-	Conciliación de los pasivos que surgen de las actividades de financiamiento.	63
7.-	OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.	64
7.1.-	Activos y pasivos de cobertura.	64
7.2.-	Otros activos financieros.	66
7.3.-	Jerarquías del valor razonable.	66
7.4.-	Categorías de activos y pasivos financieros.	68
8.-	DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.	69
8.1.-	Composición del rubro.	69
8.2.-	Estratificación de la cartera.	72
8.3.-	Resumen de estratificación de la cartera deudores comerciales.	73
8.4.-	Cartera protestada y en cobranza judicial.	74
8.5.-	Provisión y castigos.	74
8.6.-	Número y monto de operaciones.	74
9.-	CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.	75
9.1.-	Saldos y transacciones con entidades relacionadas.	77
9.2.-	Directorio y gerencia de la sociedad.	83
10.-	INVENTARIOS.	84
10.1.-	Información adicional de inventarios.	84
11.-	ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.	84
12.-	OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.	85
13.-	INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.	86
13.1.-	Inversiones en subsidiarias.	86
14.-	ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTO DE LA PLUSVALÍA.	88
14.1.-	Composición y movimientos de los activos intangibles.	88
14.2.-	Activos intangibles con vida útil indefinida.	90
15.-	PLUSVALIA.	91
16.-	PROPIEDADES DE INVERSIÓN.	91
16.1.-	Composición y movimientos de las propiedades de inversión.	91
16.2.-	Ingresos de propiedades de inversión.	92
17.-	PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.	92
17.1.-	Vidas útiles.	92
17.2.-	Detalle de los rubros.	93
17.3.-	Reconciliación de cambios en propiedades, planta y equipo.	96
17.4.-	Política de inversiones en propiedades, planta y equipo.	97
17.5.-	Costo por intereses.	97
18.-	DETERIORO DE ACTIVOS.	97
18.1.-	Prueba de deterioro de propiedad, planta y equipos, plusvalía comprada y otros activos intangibles de vida útil indefinida.	97
18.2.-	Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor.	99
19.-	IMPUESTOS DIFERIDOS.	99
19.1.-	Activos por impuestos diferidos.	99
19.2.-	Pasivos por impuestos diferidos.	100

19.3.- Movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera.	100
19.4.- Compensación de partidas.	101
20.- OTROS PASIVOS FINANCIEROS.	102
20.1.- Clases de otros pasivos financieros.	102
20.2.- Préstamos bancarios - desglose de monedas y vencimientos.	103
20.3.- Obligaciones con el público. (Bonos)	105
21.- CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.	107
21.1.- Pasivos acumulados (o devengados).	107
21.2.- Información cuentas comerciales y otras cuentas por pagar con pagos al día y con plazos vencidos.	107
22.- OTRAS PROVISIONES.	108
22.1.- Provisiones - saldos.	108
22.2.- Movimiento de las provisiones.	109
23.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.	109
23.1.- Detalle del rubro.	109
23.2.- Detalle de las obligaciones post empleo y similares.	110
23.3.- Balance de las obligaciones post empleo y similares.	110
23.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados.	110
23.5.- Hipótesis actuariales.	111
23.6.- Flujo y plazo de los compromisos.	111
24.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.	112
24.1.- Ingresos diferidos.	112
25.- PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS.	113
25.1.- Obligaciones por arrendamientos.	113
25.2.- Activos por derecho de uso.	113
26.- PATRIMONIO NETO.	114
26.1.- Gestión de capital.	114
26.2.- Capital suscrito y pagado.	114
26.3.- Número de acciones suscritas y pagadas.	115
26.4.- Dividendos.	115
26.5.- Reservas.	115
26.6.- Participaciones no controladoras.	116
26.7.- Transacciones con participaciones no controladoras.	117
26.8.- Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales.	117
27.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.	118
27.1.- Ingresos ordinarios.	118
27.2.- Otros ingresos, por función.	118
28.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES.	119
28.1.- Gastos por naturaleza.	119
28.2.- Gastos de personal.	119
28.3.- Depreciación y amortización.	120
28.4.- Otras ganancias (pérdidas).	120
29.- RESULTADO FINANCIERO.	121
29.1.- Composición ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera.	122
29.2.- Composición unidades de reajuste.	122
30.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.	122

30.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	123
30.2.- Conciliación entre el resultado por impuestos a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.	123
30.3.- Efecto en los resultados integrales por impuestos a las ganancias.	124
31.- GANANCIAS POR ACCIÓN.	124
32.- INFORMACIÓN POR SEGMENTO.	124
32.1.- Criterios de segmentación.	124
32.2.- Cuadros patrimoniales.	125
32.3.- Cuadros de resultados por segmentos.	127
32.4.- Flujos de efectivo por segmento por método directo.	128
33.- SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA.	129
33.1.- Resumen de saldos en moneda extranjera.	129
33.2.- Saldos en moneda extranjera, activos.	131
33.3.- Saldos en moneda extranjera, pasivos.	132
34.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.	133
34.1.- Juicios y otras acciones legales.	133
34.2.- Sanciones administrativas.	149
34.3.- Sanciones.	152
34.4.- Restricciones.	152
35.- GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.	157
36.- DISTRIBUCIÓN DEL PERSONAL.	158
37.- MEDIO AMBIENTE.	158
38.- NIIF 5 - OPERACIÓN DISCONTINUADA.	167
38.1.- Discontinuación del negocio de televisión por cable.	167
39.- OTRAS MATERIAS.	170
40.- HECHOS POSTERIORES.	170

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
Correspondientes al 31 de diciembre de 2024 y 2023.

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 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 31 de diciembre de 2024 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 correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2024 ha sido aprobada en Sesión de Directorio de fecha 4 de marzo de 2025, 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 3.362.294 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 11.373 GWh al 31 de diciembre de 2024.

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 un marco regulatorio 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.

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.

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 periodo 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 periodo 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 2006 y 2024, 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: Enel Generación Chile S.A., Colbún S.A., Eólica Monte Redondo S.A., Eléctrica Diego de Almagro S.A., Eléctrica Puntilla S.A., AES Andes S.A., Empresa Eléctrica Panguipulli S.A., Empresa Eléctrica Carén S.A., Empresa Eléctrica ERNC-1 S.A., Chungungo S.A., Energía Cerro El Morado S.A., SPV P4 S.A., San Juan S.A., Santiago Solar S.A., Acciona Energía Chile Holdings S.A., Engie Energía Chile S.A., Central El Campesino S.A., Norvind S.A., Atacama Generación Chile S.A., Aela Generación S.A., Parque Eólico Cabo Leones I S.A., Parque Solar Fotovoltaico Luz del Norte SpA., Empresa Eléctrica Rucatayo S.A., Besalco Energía Renovable S.A., Caman Eólica SpA., Cerro Tigre Eólica SpA., Coihue Eólica SpA., Cox Energy Chile SpA., Esperanza Eólica SpA., Ibereólica Cabo Leones II S.A., Ibereólica Cabo Leones III S.A., Maria Elena Solar S.A., OPDE Chile SpA., Puelche Sur Eólica SpA., Tchamma Eólica SpA., WPD Duquenco SpA., WPD Malleco II SpA., WPD Malleco SpA., WPD Negrete SpA., WPD Santa Fe SpA., Energía Renovable Verano Tres SpA., Cox Energía SpA., Atacama Energy Holdings SpA., Atacama Solar S.A., Canadian Solar Libertador Solar Holding SpA., Parque Eólico San Andrés SpA., Sonnedix PPA Holding SpA., Racó Energía SpA., FRV Development I SpA. y Zapaleri SpA.

En cuanto al suministro para clientes libres, Compañía General de Electricidad S.A. mantiene contratos vigentes con diversos suministradores por plazos variables, 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. No obstante, la ley establece que, una vez vencido el período de vigencia de las fórmulas tarifarias, éstas continuarán vigentes, incluidas sus cláusulas de indexación, mientras no sean fijadas las nuevas fórmulas.

Actualmente se encuentra en curso el 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.

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° 341-2017 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 24 de julio de 2018, fue publicado en el Diario Oficial el Decreto N° 13T-2017 del Ministerio de Energía, que fija los precios de servicios no consistentes en suministros de energía, asociados a la distribución eléctrica, correspondiente al cuadrienio 2016-2020.

Por otra parte, la Comisión Nacional de Energía (CNE), mediante Resolución Exenta N° 503 del 24 de septiembre de 2024, luego rectificadora por la Resolución Exenta N° 539 del 4 de octubre de 2024, comunicó el informe técnico que fija las fórmulas tarifarias de servicios no consistentes en suministro de energía, asociados a la distribución de electricidad, del cuadrienio 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 121,6 MW.

3.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLÍTICAS CONTABLES.

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

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

Los presentes estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, han sido preparados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board ("IASB").

Los estados financieros consolidados 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 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 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 se describen en Nota 4.

Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2023, se han efectuado reclasificaciones para facilitar su comparación con el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2024. Estas reclasificaciones no modifican el resultado ni el patrimonio del ejercicio anterior.

3.1.1.- Discontinuidad del negocio de televisión por cable y disolución de la subsidiaria TV Red SpA.

Con fecha 27 de septiembre de 2023, se efectuó Junta Extraordinaria de Accionistas de la subsidiaria TV Red S.A., cuyas materias fueron:

- a) Aprobar el cierre operativo de TV Red S.A., el que deberá producirse a más tardar el día 31 de diciembre de 2023.
- b) Aprobar instruir al directorio de TV Red S.A. para que defina e implemente un plan con la modalidad y las acciones conducentes al cierre operativo de TV Red S.A., con especial énfasis en la relación con los clientes, proveedores, trabajadores y autoridades.
- c) Aprobar la contratación de un servicio de valoración de activos y patrimonio.

En dicha Junta se aprobaron todas las materias propuestas y se encomendó al Directorio de TV Red S.A. para que defina a la mayor brevedad posible un plan de Cierre que contenga la modalidad y acciones conducentes al cierre operativo de la Sociedad a más tardar el 31 de diciembre de 2023.

Con fecha 4 de diciembre de 2023, se efectuó Junta Extraordinaria de Accionistas de la subsidiaria TV Red S.A., cuyas materias fueron:

- a) Dar cuenta de la ejecución exitosa del plan de cierre operativo de la Sociedad, según lo acordado en Junta Extraordinaria de Accionistas de fecha 27 de septiembre de 2023.
- b) Dar cuenta del proceso de venta de activos de la Sociedad, acaecido con fecha 30 de noviembre de 2023.
- c) Transformar la Sociedad desde una sociedad anónima cerrada a una sociedad por acciones, la que regirá por sus estatutos sociales, por las disposiciones de los artículos 424 y siguientes del Código de Comercio y las demás disposiciones legales que le sean aplicables.
- d) Acordar el texto de los estatutos de la sociedad.
- e) Adoptar los demás acuerdos necesarios para llevar a efecto lo resuelto por la Junta.

En dicha Junta se aprobaron todas las materias propuestas. Respecto a la aprobación de la letra c) precedente, el accionista minoritario Sociedad Inmobiliaria y de Inversiones Otway S.A. manifestó su oposición a la transformación social de TV Red S.A. en una sociedad por acciones, y en dicha oportunidad manifestó que haría uso y ejercería su derecho a retiro.

Con fecha 4 de diciembre de 2023, el accionista minoritario Sociedad Inmobiliaria y de Inversiones Otway S.A., formalizó por escrito, y debidamente representado el ejercicio del derecho a retiro de la Sociedad TV Red S.A.

Con fecha 5 de diciembre de 2023, se pagó a Sociedad Inmobiliaria y de Inversiones Otway S.A. el valor correspondiente al Derecho a retiro ejercido.

Con fecha 5 de diciembre de 2023, se inscribe en el conservador de bienes raíces de Punta Arenas la transformación social de TV Red S.A. en una sociedad por acciones que se denomina TV Red SpA.

Mediante escritura pública de fecha 18 de diciembre de 2023, se dejó constancia que, con fecha 15 de diciembre de 2023, TV Red SpA. disminuyó de pleno derecho su capital a la suma de M\$ 755.284, dividido en 387 acciones ordinarias todas de propiedad del accionista controlador Empresa Eléctrica de Magallanes S.A., producto del ejercicio del derecho a retiro ejercido por Sociedad Inmobiliaria y de Inversiones Otway S.A., descrito precedentemente.

Mediante escritura pública de fecha 28 de diciembre de 2023, se declara que, con fecha 27 de diciembre de 2023, se produjo la disolución de TV Red SpA. de acuerdo a lo preceptuado en el numeral dos del artículo 103 de la Ley N°18.046, por haberse reunido el 100% de las acciones en manos de un solo accionista por un plazo ininterrumpido de más de diez días. Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. se ha hecho cargo de todos los activos y pasivos de TV Red SpA., por constituirse en su sucesora legal en todos sus derechos y obligaciones.

Producto de lo anterior, y debido al cierre operativo y disolución de la subsidiaria TV Red SpA. se ha dejado de consolidar línea a línea el negocio de televisión por cable, según se detalla en Nota 38, y el resultado para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2023 se muestra en el rubro “Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas”.

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 2024.

3.2.1.- Enmienda a NIC 1 “Presentación de Estados Financieros”. En junio 2020 y octubre de 2022, el IASB emitió enmiendas a la NIC 1 para especificar los requerimientos para la clasificación de los pasivos como corrientes o no corrientes. Las enmiendas clarifican acerca de:

- Qué se entiende por derecho a aplazar la liquidación.
- Que debe existir un derecho a aplazar al final del período sobre el que se informa.
- Esa clasificación no se ve afectada por la probabilidad de que una entidad ejerza su derecho de aplazamiento.
- Que sólo si un derivado implícito en un pasivo convertible es en sí mismo un instrumento de patrimonio, los términos de un pasivo no afectarían su clasificación.

Las enmiendas son efectivas para períodos que comiencen en o después del 1 de enero de 2024. Las enmiendas deben aplicarse de forma retrospectiva. La aplicación anticipada está permitida, la cual debe revelarse. Sin embargo, una entidad que aplique las enmiendas de 2020 anticipadamente también está obligada a aplicar las enmiendas de 2022, y viceversa.

3.2.2.- En septiembre de 2022, el IASB emitió modificaciones NIIF 16 “Arrendamientos”, la enmienda aborda los requisitos que utiliza un vendedor-arrendatario para medir el pasivo por arrendamiento que surge en una transacción de venta con arrendamiento posterior.

La enmienda establece que después de la fecha de inicio de una transacción de venta con arrendamiento posterior, el vendedor-arrendatario aplica los párrafos 29 al 35 de NIIF 16 al activo por derecho de uso que surge del arrendamiento posterior y los párrafos 36 al 46 de la NIIF 16 al pasivo por arrendamiento que surge del arrendamiento posterior. Al aplicar los párrafos 36 al 46 de la NIIF 16, el vendedor-arrendatario determina los “pagos de arrendamiento” o los “pagos de arrendamiento revisados” de tal manera que el vendedor-arrendatario no reconocería ningún importe de ganancia o pérdida relacionada con el derecho de uso que éste conserva. La aplicación de estos requisitos no impide que el vendedor-arrendatario reconozca, en resultados, cualquier ganancia o pérdida relacionada con el cese parcial o total de un arrendamiento, tal cual requiere el párrafo 46(a) de la NIIF 16.

La enmienda no prescribe requisitos de medición específicos para los pasivos por arrendamiento que surgen de un arrendamiento posterior. La medición inicial del pasivo por arrendamiento que surge de un arrendamiento posterior puede dar lugar a que el vendedor-arrendatario determine “pagos por arrendamiento” que son diferentes de la definición general de pagos por arrendamiento en el Apéndice A de NIIF 16. El vendedor-arrendatario deberá desarrollar y aplicar una política contable que da como resultado información que es relevante y confiable de acuerdo con NIC 8.

Un vendedor-arrendatario aplica la enmienda a los períodos de presentación de informes anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2024. Se permite la aplicación anticipada y ese hecho debe revelarse. Un vendedor-arrendatario aplica la enmienda de forma retroactiva de acuerdo con NIC 8 a las transacciones de venta con arrendamiento posterior realizadas después de la fecha de aplicación inicial (es decir, la modificación no se aplica a las transacciones de venta con arrendamiento posterior realizadas antes de la fecha de aplicación inicial). La fecha de aplicación inicial es el comienzo del período anual sobre el que se informa en el que una entidad aplicó por primera vez la norma NIIF 16.

- 3.2.3.- En mayo de 2023, el Consejo emitió enmiendas a la NIC 7 “Estado de Flujos de Efectivo” y la NIIF 7 “Instrumentos Financieros: Información a Revelar”. Las enmiendas especifican los requisitos de información a revelar para mejorar los requisitos actuales, que tienen por objeto ayudar a los usuarios de los estados financieros a comprender los efectos de los acuerdos de financiación de proveedores sobre los pasivos, flujos de efectivo y la exposición al riesgo de liquidez de una entidad.

Las enmiendas aclaran las características de los acuerdos de financiación de proveedores. En estos acuerdos, uno o más proveedores de servicios financieros pagan cantidades que una entidad adeuda a sus proveedores. La entidad acuerda liquidar esos montos con los proveedores de servicios financieros de acuerdo con los términos y condiciones de los acuerdos, ya sea en la misma fecha o en una fecha posterior a la que los proveedores de servicios financieros pagan a los proveedores de la entidad.

Las enmiendas requieren que una entidad proporcione información sobre el impacto de los acuerdos de financiación de proveedores sobre los pasivos y los flujos de efectivo, incluidos los términos y condiciones de dichos acuerdos, información cuantitativa sobre los pasivos relacionados con dichos acuerdos al principio y al final del periodo sobre el que se informa y el tipo y el efecto de los cambios no monetarios en los importes en libros de esos acuerdos. Se requiere que la información sobre esos acuerdos se presente en forma agregada a menos que los acuerdos individuales tengan términos que no son similares entre sí o que son únicos. En el contexto de las revelaciones cuantitativas de riesgo de liquidez requeridas por la NIIF 7, los acuerdos de financiación de proveedores se incluyen como un ejemplo de otros factores que podrían ser relevantes para revelar.

Las enmiendas entrarán en vigor para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2024. Se permite su adopción anticipada, pero la misma deberá ser revelada. Las enmiendas brindan algunas exenciones de transición con respecto a la información comparativa y cuantitativa al comienzo del período de informe anual y las revelaciones en la información financiera intermedia.

La adopción de estas normas, de las modificaciones y enmiendas no generó impactos en los estados financieros consolidados de la Sociedad en la fecha de aplicación inicial.

3.3.- Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2024, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.

- 3.3.1.- Enmienda a NIC 28 “Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos” y NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados”. Estas enmiendas 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 determinarse 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 patrimonial. Estas enmiendas deben ser aplicadas en forma retrospectiva y se permite la adopción anticipada, lo cual debe ser revelado.

- 3.3.2.- En agosto de 2023, el Consejo emitió enmiendas a la NIC 21 “Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio”, ellas especifican cómo una entidad debe evaluar si una moneda es intercambiable y cómo debe determinar un tipo de cambio spot cuando falta intercambiabilidad.

Se considera que una moneda es intercambiable por otra moneda cuando una entidad puede obtener la otra moneda en un plazo administrativo normal y a través de un mercado o mecanismo cambiario donde una transacción de cambio crearía derechos y obligaciones exigibles.

Si una moneda no es intercambiable por otra moneda, se requiere que una entidad estime el tipo de cambio spot en la fecha de medición. El objetivo de esta estimación es reflejar la tasa a la que tendría lugar una transacción de intercambio a la fecha de medición entre participantes del mercado bajo condiciones económicas prevalecientes. Las enmiendas señalan que una entidad puede utilizar un tipo de cambio observable sin ajuste u otra técnica de estimación.

Cuando una entidad estima un tipo de cambio spot porque una moneda no es intercambiable por otra moneda, debe revelar información que permita a los usuarios de sus estados financieros comprender cómo este hecho afecta, o se espera que afecte, el desempeño financiero, situación financiera y flujos de efectivo de la entidad.

Las enmiendas serán efectivas para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2025. Se permite su adopción anticipada, pero la misma deberá ser revelada. Al aplicar las enmiendas, una entidad no puede reexpresar información comparativa.

3.3.3.- En mayo de 2024, el Consejo emitió enmiendas a la NIIF 7 “Instrumentos Financieros: Información a Revelar” y la NIIF 9 “Instrumentos Financieros”, ellas especifican cambios en la clasificación y medición de los instrumentos financieros 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.

Las enmiendas serán efectivas para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2026. Las entidades pueden adoptar anticipadamente las modificaciones que se relacionan con la clasificación de activos financieros más las revelaciones relacionadas y aplicar las otras modificaciones más adelante.

Los nuevos requisitos se aplicarán 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.

3.3.4.- En abril de 2024, el IASB emitió la NIIF 18 “que reemplaza la NIC 1 “Presentación e información a Revelar en los Estados Financieros”. NIIF 18 introduce nuevas categorías y subtotales en el estado de resultados. También requiere la revelación de medidas de desempeño definidas por la administración (tal como se definen) e incluye nuevos requisitos para la ubicación, agregación y desagregación de la información financiera, incluyendo orientación para determinar descripciones o nombres significativos para las partidas que se agregan en los estados financieros.

Estado de resultados: Se requerirá que una entidad clasifique todos los ingresos y gastos dentro de su estado de resultados en una de cinco categorías: operativos; de inversión; de financiación; impuestos sobre las ganancias; y operaciones discontinuadas. Además, NIIF 18 requiere que una entidad presente subtotales y totales para “ganancia o pérdida operativa”, “ganancia o pérdida antes de financiamiento e impuestos sobre las ganancias” y “ganancia o pérdida”.

Principales actividades de negocio: Para efectos de clasificar sus ingresos y gastos en las categorías requeridas por NIIF 18, una entidad necesitará evaluar si tiene una "actividad de negocio principal" de invertir en activos o proporcionar financiamiento a clientes, ya que se aplicarán requisitos de clasificación específicos a tales entidades. Determinar si una entidad tiene tal actividad de negocio principal específica es una cuestión de hecho y de circunstancias que requiere juicio. Una entidad puede tener más de una actividad de negocio principal.

Medidas de desempeño definidas por la administración: NIIF 18 introduce el concepto de medida de desempeño definida por la administración (“MPM” por sus siglas en inglés) que se define como un subtotal de ingresos y gastos que una entidad utiliza en comunicaciones públicas fuera de los estados financieros, para comunicar la visión que la administración tiene de un aspecto del desempeño financiero de la entidad en su conjunto a los usuarios. NIIF 18 requiere la revelación de información sobre todas las MPMs de una entidad dentro de una sola nota a los estados financieros y requiere que se hagan varias revelaciones sobre cada MPM, incluyendo cómo se calcula la medida y una conciliación con el subtotal más comparable especificado por NIIF 18 u otra norma contable NIIF.

Modificaciones resultantes a otras normas contables: Se han realizado modificaciones de alcance limitado a la NIC 7 “Estado de Flujos de Efectivo”, que incluyen cambiar el punto de partida para determinar los flujos de efectivo de las actividades de operación bajo el método indirecto de “ganancia o pérdida” a “ganancia o pérdida operativa”. También se ha eliminado en gran medida la opcionalidad en torno a la clasificación de los flujos de efectivo de dividendos e intereses en el estado de flujos de efectivo.

Además, se modifica NIC 33 “Ganancias por Acción” para incluir requisitos adicionales que permitan a las entidades revelar montos adicionales por acción, solo si el numerador utilizado en el cálculo cumple con criterios específicos. El numerador debe ser:

- Un importe atribuible a los accionistas ordinarios de la entidad matriz; y
- Un total o subtotal identificado por NIIF 18 o una MPM según lo definido por NIIF 18.

Algunos requisitos previamente incluidos en NIC 1 se han trasladado a NIC 8 “Políticas Contables, Cambios en las Estimaciones Contables y Errores”, que ha pasado a denominarse NIC 8 “Bases para la Preparación de Estados Financieros”. NIC 34 “Información Financiera Intermedia” ha sido modificada para requerir la divulgación de las MPMs.

NIIF 18 y las modificaciones a las demás normas contables son efectivas para los períodos sobre los que se informa que comienzan a partir del 1 de enero de 2027 y se aplicarán de forma retroactiva. La adopción anticipada está permitida la cual deberá divulgarse.

- 3.3.5.- 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 requisitos de revelación reducidos sin dejar de aplicar los requisitos de reconocimiento, medición y presentación en otras normas de contabilidad NIIF. A menos que se especifique lo contrario, las entidades elegibles que opten por aplicar NIIF 19 no necesitarán aplicar los requisitos de revelación de otras normas contables NIIF.

Una entidad que aplica NIIF 19 debe revelar ese hecho como parte de su declaración general de cumplimiento de las normas contables NIIF. NIIF 19 requiere que una entidad cuyos estados financieros cumplan con las normas de contabilidad NIIF, incluida NIIF 19, haga una declaración explícita y sin reservas de dicho cumplimiento.

Una entidad puede optar por aplicar NIIF 19 si al final del periodo sobre el que se informa:

- Es una subsidiaria según se define en NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados”;

- No tiene obligación pública de rendir cuentas; y
- Tiene una matriz (ya sea última o intermedia) que prepara estados financieros consolidados, disponibles para uso público, que cumplen con las normas contables NIIF.

Obligación pública de rendir cuentas: Una entidad tiene obligación pública de rendir cuentas si:

- Sus instrumentos de deuda o capital se negocian en un mercado público, o está en proceso de emitir tales instrumentos que se negocien en un mercado público; o
- Mantiene activos en calidad de fiduciario para un amplio grupo de personas externas como uno de sus negocios principales (es decir, no por razones incidentales a su negocio principal).

Requisitos de revelación y referencias a otras normas contables NIIF: Los requisitos de revelación de NIIF 19 están organizados en subtítulos según las normas de contabilidad NIIF y cuando los requisitos de revelación de otras normas de contabilidad NIIF siguen siendo aplicables, estos se especifican bajo el subtítulo de cada norma de contabilidad NIIF.

Las revelaciones de NIIF 19 excluyen NIIF 8 “Segmentos Operativos”, NIIF 17 “Contratos de Seguro” y NIC 33 “Ganancias por Acción”. Por lo tanto, si una entidad que aplica NIIF 19 debe aplicar NIIF 17 o elige aplicar NIIF 8 y/o NIC 33, se requeriría que esa entidad aplique todos los requisitos de revelación relevantes en esas normas.

Enmiendas esperadas: Al desarrollar los requisitos de divulgación de NIIF 19, el Consejo consideró los requisitos de revelación de otras normas de contabilidad NIIF al 28 de febrero de 2021.

Los requisitos de revelación en las normas de contabilidad NIIF que se han agregado o modificado después de esta fecha se han incluido en NIIF 19 sin cambios. En consecuencia, el Consejo indicó que publicará un proyecto de norma que establecerá si y cómo reducir los requisitos de revelación de cualquier modificación y adición realizadas a otras normas de contabilidad NIIF después del 28 de febrero de 2021, con el fin de actualizar NIIF 19.

NIIF 19 es efectiva para los períodos sobre los que se informa que comienzan a partir del 1 de enero de 2027 y se permite su adopción anticipada. Si una entidad elegible opta por aplicar la norma antes, debe revelar ese hecho. Se requiere que una entidad, durante el primer período (anual e intermedio) en el que aplica la norma, alinee las revelaciones en el período comparativo con las revelaciones incluidas en el período actual según NIIF 19, a menos que NIIF 19 u otra norma contable NIIF permita o requiera lo contrario.

- 3.3.6.- En julio de 2024 el Consejo 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.

Estas enmiendas aplican para los períodos de presentación de informes anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2026. Se permite su aplicación anticipada.

3.3.7.- En diciembre de 2024 el Consejo emitió las enmiendas a NIIF 9 Instrumentos Financieros y a la NIIF 7 Instrumentos Financieros: Información a Revelar, 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 enmiendas entrarán en vigencia para los períodos de presentación de informes anuales que comiencen el 1 de enero de 2026 o después. Se permite la adopción anticipada, pero la misma debe ser revelada. 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 Administración Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias estima que la adopción de las Normas, Enmiendas e Interpretaciones 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 controladas, 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 remedido 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 éstas.

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.

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			
					31-12-2024			31-12-2023
					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			
						31-12-2024		31-12-2023	
						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 los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023.

3.5.3.2.- Perímetro de consolidación indirecto.

Mediante escritura pública de fecha 28 de diciembre de 2023, se declara la disolución de TV Red SpA., de acuerdo a lo preceptuado en el numeral dos del artículo 103 de la Ley N°18.046, por haberse reunido el 100% de las acciones en manos de un solo accionista por un plazo ininterrumpido de más de diez días. La subsidiaria Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. se ha hecho cargo de todos los activos y pasivos de TV Red SpA., por constituirse en su sucesora legal en todos sus derechos y obligaciones.

Producto de lo anterior la Sociedad ha dejado de consolidar línea a línea el negocio de televisión por cable de la Subsidiaria TV Red SpA., tal como se indica en nota 3.1.1. El resultado para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2023 se muestra en el rubro “Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas”.

No se han producido otros cambios en el perímetro de consolidación indirecto de nuestras subsidiarias para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023.

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 periodo 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 periodo 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 \$
31-12-2024	996,46	1.035,28	38.416,69	136,24
31-12-2023	877,12	970,05	36.789,36	123,15

CL \$	Pesos chilenos	US \$	Dólares estadounidenses
UF	Unidades de fomento	EUR \$	Euros
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 periodo 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 ejercicio o periodo, 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 ejercicio o periodo en el que se incurrir.

Las construcciones u obras en curso incluyen los siguientes conceptos devengados únicamente durante el periodo 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 periodo 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 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 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 ejercicio o periodo posterior. Los costos de desarrollo con una vida útil finita que se capitalizan se amortizan desde su utilización de manera lineal durante el periodo 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 periodo 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 periodo 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.

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 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 la 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 periodo 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 periodos 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).

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 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 periodos 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.

Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias tienen pactado premios pagaderos a los empleados, toda vez que éstos cumplan cierto número de años de servicio en la Sociedad. Este beneficio se reconoce en base a estimaciones actuariales. Los costos de servicio e intereses 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 ejercicios en los cuales ocurren. No son reciclados posteriormente.

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 periodo 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 periodo.

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 periodo de consumo, además de incluir una estimación de energía por facturar que ha sido suministrado hasta la fecha de cierre del periodo 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 periodo de consumo, además de incluir una estimación de los servicios que han sido suministrados hasta la fecha de cierre del periodo 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 periodo 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 periodo de arrendamiento de forma que se obtenga una tasa periódica constante de interés sobre el saldo restante del pasivo para cada periodo 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 31 de diciembre de 2024 y 2023. 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 2024 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.

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 Subtransmisión.

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 5 de julio de 2024 y el 5 de octubre de 2024, fueron publicados los Decretos N° 7T-2024 y N° 10T-2024, todos del Ministerio de Energía, mediante los cuales se fijan precios de nudo promedio con vigencia a contar del 1 de enero y del 1 de julio de 2024, respectivamente.

Sin perjuicio de lo anterior, debe tenerse en cuenta que el 2 de noviembre de 2019 fue publicada en el Diario Oficial la Ley 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 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 rectificadas 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 de dólares.

- 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 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 el 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 período 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 períodos 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 cuadrienio 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 cuadrienio 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 25 de junio de 2024 se publicó la Resolución Exenta N° 315-2024 de la Comisión Nacional de Energía, que aprueba el Informe Técnico Definitivo para la fijación de los cargos de transmisión que entraron en vigor a partir del 1 de julio de 2024, según los valores contenidos en el Decreto N°7T-2022 que determina el valor Anual de Transmisión por Tramo del cuadrienio 2020-2023. Asimismo, el 20 de diciembre de 2024 se publicó la Resolución Exenta N° 674-2024 de la Comisión Nacional de Energía, que aprueba el Informe Técnico Definitivo para la fijación de los cargos de transmisión que entrarán en vigor a partir del 1 de enero de 2025.

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, se deben aplicar los niveles tarifarios contenidos en este, sin perjuicio de que las reliquidaciones que corresponda efectuar se podrán realizar una vez que la Contraloría General de República concluya el proceso de toma de razón y que la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) instruya las respectivas reliquidaciones.

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.

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, unidades de fomento (UF) y en menor medida en dólares, 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	31-12-2024		31-12-2023	
	M\$	%	M\$	%
Deuda en CL\$.	185.366.810	15,76 %	148.833.055	14,93 %
Deuda en unidades de fomento.	771.364.543	65,57 %	784.479.161	78,71 %
Deuda en unidades de fomento con cobertura.	25.687.469	2,18 %	49.026.494	4,92 %
Deuda en moneda extranjera.	20.898.734	1,78 %	14.377.892	1,44 %
Deuda en moneda extranjera - con cobertura.	173.019.699	14,71 %		0,00 %
Total deuda financiera	1.176.337.255	100,00 %	996.716.602	100,00 %

Con el objetivo de cubrir los riesgos asociados a la variación de la Unidad de Fomento (UF) y moneda extranjera, existen derivados de cobertura UF/CL\$, 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 31 de diciembre de 2024 alcanza el 32,65% y de 19,85% al 31 de diciembre de 2023.

En el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2024, Compañía General de Electricidad S.A. y sus subsidiarias mantienen un 65,57% de su deuda financiera denominada en UF que no está cubierta con ningún instrumento de cobertura (Al 31 de diciembre de 2023 es de 78,71%). 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 31 de diciembre de 2024, el resultado financiero habría disminuido en M\$7.713.645 y un aumento por la misma cifra hubiera sucedido ante una disminución de 1% en la UF. Comparativamente, al 31 de diciembre de 2023, un alza de un 1% en el valor de la UF habría generado una disminución en el resultado financiero de M\$7.844.792 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 31 de diciembre de 2024, Compañía General de Electricidad S.A. cuenta con deuda financiera en moneda extranjera que no posee algún instrumento de cobertura asociado por MUS\$ 20.973, en consecuencia, la deuda se encuentra afecta al riesgo de variación de tipo de cambio. Al 31 de diciembre de 2023 la Sociedad tenía una deuda denominada en moneda extranjera sin cobertura por el equivalente a MUS\$16.392.

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.

El valor del dólar estadounidense se ubicó en \$996,46 es decir un 13,61% mayor al valor de cierre al 31 de diciembre de 2023, fecha en que alcanzó un valor de \$877,12.

Sensibilización tipo de cambio de cierre	Variación % t/c	t/c cierre	Deuda en moneda extranjera		Efecto t/c M\$
			MUS\$	M\$	
Saldos al 31 de diciembre de 2024		996,46	20.973	20.898.734	
	(1 %)	986,50	20.973	20.689.747	(208.987)
	1 %	1.006,42	20.973	21.107.721	208.987

Sensibilización tipo de cambio de cierre	Variación % t/c	t/c cierre	Deuda en moneda extranjera		Efecto t/c M\$
			MUS\$	M\$	
Saldos al 31 de diciembre de 2023		877,12	16.392	14.377.892	
	(1 %)	868,35	16.392	14.234.113	(143.779)
	1 %	885,89	16.392	14.521.671	143.779

Se estima que el impacto de un alza de un 1% en la tasa de cambio del peso chileno con respecto al dólar estadounidense al cierre del ejercicio habría generado un impacto negativo al cierre de los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2024 de M\$ 208.987 y de M\$ 143.779 al 31 de diciembre de 2023 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 es el riesgo de que flujos de instrumentos financieros fluctúen debido a cambios en las tasas de interés de mercado. La exposición de la compañía al riesgo de cambio en tasas de interés se relaciona principalmente con obligaciones financieras a tasas de interés variables.

Al 31 de diciembre de 2024, la deuda financiera de la compañía y de sus subsidiarias se estructura en un 17,51% (capital vigente adeudado) a tasa variable y un 15,68% al 31 de diciembre de 2023. Se estima que un incremento de 100 puntos base en las tasas de interés variables en base anual hubiese significado al 31 de diciembre de 2024 un mayor gasto financiero de M\$ 2.043.205 y de M\$ 1.579.147 al 31 de diciembre de 2023.

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, proveedores (ver nota 21) 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 31 de diciembre de 2024 un 71,81% de la deuda financiera (capital vigente adeudado) se encuentra estructurada a largo plazo (Al 31 de diciembre de 2023 fue de M\$ 83,71%) . 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 filiales. 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 31-12-2024	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.	45.669.542	150.014.688	201.711.139				397.395.369
Bonos.	32.707.954	143.055.514	138.556.124	251.020.065	262.705.312	127.480.970	955.525.939
Empresas relacionadas.	2.073.422	152.269.837					154.343.259
Total	80.450.918	445.340.039	340.267.263	251.020.065	262.705.312	127.480.970	1.507.264.567
Porcentualidad	5 %	30 %	23 %	17 %	17 %	8 %	100 %

Capital e intereses con proyección futura de flujo de caja 31-12-2023	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.	9.081.825	95.278.996	75.091.956				179.452.777
Bonos.	32.346.644	65.357.223	235.685.731	207.775.280	295.929.017	175.659.814	1.012.753.709
Empresas Relacionadas.	3.272.744	153.825.550	13.850.030				170.948.324
Total	44.701.213	314.461.769	324.627.717	207.775.280	295.929.017	175.659.814	1.363.154.810
Porcentualidad	3 %	23 %	24 %	15 %	22 %	13 %	100 %

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 31 de diciembre de 2024 es de 6,2 meses de ventas y de 8,4 meses de venta al 31 de diciembre de 2023. El monto de Deudas Comerciales Vencidas y Deterioradas al 31 de diciembre de 2024 representa un 4,72% del total de Ingresos Operacionales anuales y un 5,13% al 31 de diciembre de 2023.

Conceptos	31-12-2024 M\$	31-12-2023 M\$
Ingresos operacionales (últimos 12 meses).	2.679.614.521	2.091.195.441
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar bruto.	1.634.231.442	1.733.083.953
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas.	150.461.423	127.622.693
Rotación cuentas por cobrar (meses).	6,2	8,4
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales.	4,72 %	5,13 %

Es importante señalar que la rotación de cuentas por cobrar se vio 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 para el quadrienio 2020-2024. A esto se suma el mecanismo transitorio de estabilización de precios de generación de energía eléctrica para clientes regulados. Esta situación generó 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 31 de diciembre de 2024 y 2023, el cual compara su valor libro en relación a su valor justo:

Deuda al 31 de diciembre de 2024	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor justo M\$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos (*).	379.285.243	381.223.560	0,51 %
Bonos (**).	797.052.012	797.972.011	0,12 %
Total pasivo financiero	1.176.337.255	1.179.195.571	0,24 %

Deuda al 31 de diciembre de 2023	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor justo M\$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos.	163.210.947	167.352.222	2,54 %
Bonos (**).	833.505.655	820.072.564	(1,61 %)
Total pasivo financiero	996.716.602	987.424.786	(0,93 %)

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

** Incluye pasivos de cobertura Bonos en UF.

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.
- 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, se deben aplicar los niveles tarifarios contenidos en este. Sin perjuicio de lo anterior, de acuerdo con lo establecido en la Ley N° 21.667, las reliquidaciones que corresponda efectuar se podrán realizar una vez que la Contraloría General de República concluya el proceso de toma de razón y que la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) instruya las respectivas reliquidaciones.

A esta fecha, se encuentra pendiente la toma de razón del decreto N° 5T-2024 por parte de la Contraloría, así como la emisión de las instrucciones de reliquidación por parte de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, previamente señaladas.

- Proceso de tarificación de distribución correspondiente a cuatrienio 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 Ingenieros y Economistas Consultores S.A. (Inecon), 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, mientras que 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 a la fecha se encuentra en revisión por parte del Comité de Supervisión.
- Proceso de tarificación de generación y transmisión de los Sistemas Medianos correspondiente al cuatrienio 2022-2026, actualmente en curso. El 4 de septiembre de 2023, la subsidiaria Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. formalizó a Comisión Nacional de Energía sus desacuerdos respecto del Informe Técnico Final del Estudio de Planificación y Tarificación de los sistemas medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, aprobado el 11 de agosto de 2023, mediante Resolución Exenta N° 364-2023, de la Comisión Nacional de Energía. Tras ello, mediante Oficio Ordinario N° 597-2023, del 6 de septiembre de 2023, la Comisión remitió al Panel de Expertos las materias en que no se logró acuerdo con la empresa, las que fueron resueltas por el Panel el 28 de noviembre de 2023, tras lo cual, el 12 de enero de 2024, Comisión Nacional de Energía comunicó a la subsidiaria Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. la Resolución Exenta N° 16-2024, mediante la cual aprobó el Informe Técnico Definitivo. A esta fecha, se encuentra pendiente la publicación del decreto tarifario correspondiente, por parte del Ministerio de Energía.
- 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.
- Anteriormente, 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° 21.429 expiró el 31 de diciembre de 2021 y sus efectos se complementan 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 prorrateo 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 periodo 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 de 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 periodos 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.
- Proyecto de Ley que perfecciona los sistemas medianos (Boletín N° 16.627-08) establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos, ingresado por el Ejecutivo a la Cámara de Diputados y Diputadas el 30 de enero de 2024.
- El citado Proyecto de Ley contiene cuatro ejes: 1) Revisión y ajuste a la definición y categorización de los sistemas medianos y aislados (se aborda transición de un tipo de sistema a otro); 2) 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; 3) 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); 4) Introducir incentivos a generación renovable.
- Con fecha 29 de julio 2024, en Sesión N° 70, la Comisión de Zonas Extremas y Antártica Chilena de la Cámara de Diputados inició el estudio del Proyecto ley que “Perfecciona los sistemas medianos en la Ley General de Servicios Eléctricos”, correspondiente al Boletín 16.627-08. La Comisión de Zonas Extremas revisó el proyecto, hizo indicaciones y lo transfirió a la Comisión de Minería y Energía, donde se encuentra en tramitación desde el 4 de noviembre de 2024.

5.1.7.- Riesgos ambientales.

En cuanto a los riesgos medioambientales de Compañía General de Electricidad S.A., para todos los proyectos que tienen Resolución de Calificación Ambiental (RCA) Favorable, existe un riesgo frente al no cumplimiento de los compromisos establecidos en estas RCAs. Los proyectos son auditados y evaluados en sus compromisos ambientales por la Superintendencia de Medio Ambiente (SMA), que podría establecer multas por incumplimientos dependiendo de la gravedad de la falta. Este riesgo es bajo, ya que el cumplimiento de temas ambientales de los proyectos es parte del seguimiento y control que se realiza en Compañía General de Electricidad S.A. para cada obra.

Por otro lado, el riesgo de no obtener una RCA favorable para un proyecto es bajo, debido a la ingeniería, estudios y evaluación previa realizada por nuestras áreas especialistas.

Existen además sanciones asociadas a la gestión de residuos, disposición final de residuos peligrosos y no peligrosos, donde las infracciones asociadas a la gestión de residuos deben ser sancionadas por la Autoridad Sanitaria previa instrucción del respectivo sumario sanitario, en conformidad con lo establecido en el Código Sanitario. Durante el año 2024 no se han registrado intervenciones de terceros que pudiesen originar un siniestro medioambiental.

Existen también sanciones asociadas a la ejecución de podas, cortas o talas de árboles sin plan de manejo forestal, este riesgo es bajo, ya que, esta labor se realiza según lo establecido en la normativa eléctrica vigente y procedimientos internos de la organización. En caso de requerirse antecedentes por parte de la autoridad ambiental (SMA) sobre estos temas, se hace la entrega formal, mediante los canales y procedimientos establecidos por la organización.

En cuanto a los riesgos medioambientales de la subsidiaria Empresa Eléctrica de Magallanes S.A., estos se presentan principalmente en el segmento generación, debido a que las centrales térmicas generadoras durante su operación podrían superar los límites ambientales, referidos a ruido y emisiones gaseosas. Sin embargo, se mantiene un adecuado monitoreo anual de los niveles de emisión, en el primer caso, y de calidad de aire en el segundo, por medio de campañas de medición de ruido, así como de concentración de gases, con el objeto de que estos no superen los máximos permitidos por la autoridad, según se expresa en el Decreto N°38/2012, Establece Norma de Emisión de Ruidos Generado por Fuentes que Indica, Decreto N°13/2011, Establece Norma de Emisión para Centrales Termoeléctrica, respectivamente, Decreto N°59/1998, Establece Norma de Calidad Primaria para Material Particulado Respirable MP10, en especial de los Valores que Definen Situaciones de Emergencia”, Decreto N°114/2003, Establece Norma Primaria de Calidad de Aire para Dióxido de Nitrógeno (NO2) y Decreto N°115/2002, Establece Norma Primaria de Calidad de Aire para Monóxido de Carbono (CO).

Respecto de posibles contaminaciones con residuos peligrosos, Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. efectúa la gestión de estos, de acuerdo con las directrices establecidas en el Decreto N°148/2014, Aprueba Reglamento Sanitario sobre Manejo de Residuos Peligrosos. Los procesos incluyen acciones desde el origen hasta la eliminación de los residuos y consideran actividades para un adecuado manejo, rotulación, segregación, almacenamiento, transporte y disposición final.

5.1.8.- Riesgos cambio climático.

Las condiciones climáticas en la zona de concesión de Compañía General de Electricidad S.A. y su subsidiaria Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. han variado en los últimos años presentando aumento de temperaturas y mayores niveles de precipitaciones, ante lo cual las áreas técnicas han dispuesto de planes de contingencia que recogen estas condiciones de manera de disminuir el impacto de condiciones extremas en la continuidad del servicio eléctrico, así como la ejecución de planes de mantenimiento basados en inspecciones de estructuras. No obstante a lo anterior, la Compañía 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 afectación de la operación normal de los negocios de la sociedad, con el objeto de mitigar los efectos negativos que éstos pudiesen ocasionar en los negocios y resultados de la Compañía, se cuenta con mecanismos de detección temprana de incidentes, sin perjuicio de no poder desconocerse que la ocurrencia de este tipo de fenómenos es inevitable.

Por último, Compañía General de Electricidad S.A. ha previsto tanto por efectos del cambio climático, como de impactos por 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 ellos pudiesen originar, se ha contemplado 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 tenedores de bonos covenants financieros medidos sobre la base de los estados financieros consolidados tal como se detalla en Nota 34.4.

Al cierre de los estados financieros consolidados por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023 la Sociedad y sus subsidiarias incluidas en dicha consolidación se encuentran en cumplimiento de dichas restricciones y compromisos.

Con fecha 24 de septiembre de 2021, la Junta Extraordinaria de Accionista de Compañía General de Electricidad S.A., que aprobó la división social de sí misma en una sociedad continuadora y una nueva sociedad anónima abierta (CGE Transmisión S.A.), también aprobó que Compañía General de Electricidad S.A. se constituya en aval y/o fiador y/o codeudor solidario de CGE Transmisión S.A. respecto de todas y cada una de las obligaciones presentes o futuras emanadas de las deudas bancarias asignadas producto de la división, como asimismo de sus prórrogas, renovaciones, reprogramaciones, modificaciones, novaciones o sustituciones totales o parciales.

6.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

6.1.- Composición del rubro.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2024 y 2023 es la siguiente:

Clases de efectivo y equivalentes al efectivo	31-12-2024 M\$	31-12-2023 M\$
Efectivo		
Saldos en bancos.	28.843.889	17.920.939
Total efectivo.	28.843.889	17.920.939
Equivalente al efectivo		
Depósitos a corto plazo, clasificado como equivalentes al efectivo.	20.016.700	5.500.000
Otros equivalentes al efectivo (*).	10.002.600	
Total equivalente al efectivo.	30.019.300	5.500.000
Total	58.863.189	23.420.939

(*) Otros equivalentes al efectivo	31-12-2024 M\$	31-12-2023 M\$
Inversiones en pactos.	10.002.600	
Total otros equivalentes al efectivo.	10.002.600	0

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2024 y 2023 es la siguiente:

Información del efectivo y equivalentes al efectivo por moneda	Moneda	31-12-2024 M\$	31-12-2023 M\$
Monto del efectivo y equivalente al efectivo.	CL \$	58.803.848	23.278.688
	US \$	47.838	132.036
	EUR \$	11.503	10.215
Total		58.863.189	23.420.939

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

La Sociedad al 31 de diciembre de 2024 y 2023 tiene disponibles y no utilizadas líneas de sobregiro por M\$129.000.000.

Sus subsidiarias al 31 de diciembre de 2024 y 2023 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 31 de diciembre de 2024 y 2023.

Detalle partidas flujo de efectivo	01-01-2024 31-12-2024 M\$	01-01-2023 31-12-2023 M\$
Otros cobros por actividades de operación		
Recuperación de IVA.		473.379
Bonificación zona extrema.	36.475	49.048
Otros cobros prima de seguro.	1.273.388	5.062.170
Total otros cobros por actividades de operación	1.309.863	5.584.597

Detalle partidas flujo de efectivo	01-01-2024 31-12-2024 M\$	01-01-2023 31-12-2023 M\$
Otros pagos por actividades de operación		
Pago de IVA - Impuesto único - Impuestos 2da categoría - Impuesto adicional.	(2.229.802)	(810.344)
Otros pagos (Remuneración del directorio y otros).	(135.678)	(45.789)
Total otros pagos por actividades de operación	(2.365.480)	(856.133)

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 31 de diciembre de 2024 y 2023.

	Flujo de efectivo de financiamiento					Cambios que no representan flujo de efectivo			
	Saldo al 31-12-2023	Provenientes	Utilizados	Intereses pagados	Total	Diferencias de cambio/ Unidad de Reajuste	Costos financieros	Otros	Saldo al 31-12-2024
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Otros pasivos financieros (préstamos bancarios).	163.210.947	201.997.726	(1.647.013)	(15.467.187)	348.094.473	9.104.981	19.996.885	163.722	377.360.061
Otros pasivos financieros (bonos).	833.419.647		(71.194.994)	(28.271.583)	733.953.070	34.858.692	28.206.279		797.018.041
Otros pasivos financieros (Instrumentos financieros).	86.008			(3.686.986)	(3.600.978)		8.304.963	(2.744.832)	1.959.153
Pagos de pasivos por arrendamientos.	10.022.507		(9.929.855)		92.652	1.275.909	2.127.382	4.870.326	8.366.269
Préstamos de empresas relacionadas.	168.750.550		(18.000.000)	(11.423.009)	139.327.541		11.080.264		150.407.805
Cuenta corriente mercantil.	43.383.764		(37.728.564)	(1.981.320)	3.673.880		1.981.320		5.655.200
Total	1.218.873.423	201.997.726	(138.500.426)	(60.830.085)	1.221.540.638	45.239.582	71.697.093	2.289.216	1.340.766.529

	Flujo de efectivo de financiamiento					Cambios que no representan flujo de efectivo			
	Saldo al 31-12-2022	Provenientes	Utilizados	Intereses pagados	Total	Diferencias de cambio/ Unidad de Reajuste	Costos financieros	Otros	Saldo al 31-12-2023
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Otros pasivos financieros (préstamos bancarios).	47.063.439	113.756.479	(823.429)	(8.841.635)	151.154.854	884.005	11.172.088		163.210.947
Otros pasivos financieros (bonos).	829.899.187		(35.620.269)	(28.453.826)	765.825.092	38.906.611	28.687.944		833.419.647
Otros pasivos financieros (Instrumentos financieros).	934.206			(8.532.776)	(7.598.570)		5.072.117	2.612.461	86.008
Pagos de pasivos por arrendamientos.	11.134.744		(5.676.306)		5.458.438	342.332	639.781	3.581.956	10.022.507
Préstamos de empresas relacionadas.	4.201.918	168.000.000	(4.630.353)	(476.100)	167.095.465		1.655.085		168.750.550
Cuenta corriente mercantil.	41.192.035	2.191.729		(11.157.645)	32.226.119		11.157.645		43.383.764
Total	934.425.529	283.948.208	(46.750.357)	(57.461.982)	1.114.161.398	40.132.948	58.384.660	6.194.417	1.218.873.423

7.- OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2024 y 2023 es la siguiente:

Otros activos financieros	31-12-2024		31-12-2023	
	Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Activos de cobertura.	755.548	13.624.903		11.906.113
Otros activos financieros.		175.001		175.001
Total	755.548	13.799.904	0	12.081.114

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 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 31 de diciembre de 2024 y 2023.

Activos de coberturas corrientes y no corrientes					Valor justo			
					Corrientes		No corrientes	
Sociedad	Tipo de contrato	Tipo de cobertura	Riesgo de cobertura	Partida cubierta	31-12-2024 M\$	31-12-2023 M\$	31-12-2024 M\$	31-12-2023 M\$
Compañía General de Electricidad S.A.	Cross Currency Swap	Unidad de reajuste	Exposición de las variaciones de unidades de reajuste.	Pasivos Financieros	111.988		13.624.903	11.906.113
Compañía General de Electricidad S.A.	Cross Currency Swap	Tipo de cambio	Exposición de las variaciones de tipo de cambio.	Pasivos Financieros	643.560			
Total					755.548	0	13.624.903	11.906.113

Pasivos de coberturas corrientes y no corrientes					Valor justo			
					Corrientes		No corrientes	
Sociedad	Tipo de contrato	Tipo de cobertura	Riesgo de cobertura	Partida cubierta	31-12-2024 M\$	31-12-2023 M\$	31-12-2024 M\$	31-12-2023 M\$
Compañía General de Electricidad S.A.	Cross Currency Swap	Unidad de reajuste	Exposición de las variaciones de unidades de reajuste.	Pasivos Financieros	33.971	86.008		
Compañía General de Electricidad S.A.	Cross Currency Swap	Tipo de cambio	Exposición de las variaciones de tipo de cambio.	Pasivos Financieros	1.925.182			
Total					1.959.153	86.008	0	0

Con fecha 28 de marzo de 2024 se contrató un derivado con Banco Scotiabank para cubrir las variaciones de tipo de cambio de dólares estadounidenses que se deriven de un préstamo bancario por MUS \$ 33.000 que se mantiene con Bank of China Panamá, el vencimiento de este instrumento es el 28 de marzo de 2025.

Con fecha 17 de abril de 2024 se contrató un derivado con Banco Itaú para cubrir las variaciones de tipo de cambio del Yuan chino (CNH \$) que se deriven de un préstamo bancario por MCNH \$ 200.000 que se mantiene con Bank of China Panamá, el vencimiento de este instrumento es el 17 de abril de 2025.

Con fecha 23 de abril de 2024 se contrató un derivado con JP Morgan para cubrir las variaciones de tipo de cambio del Yuan chino (CNH \$) que se deriven de un préstamo bancario por MCNH \$ 200.000 que se mantiene con China Development Bank, el vencimiento de este instrumento es el 23 de abril de 2027.

Con fecha 17 de mayo de 2024 se contrató un derivado con Banco Itaú para cubrir las variaciones de tipo de cambio del Yuan chino (CNH \$) que se deriven de un préstamo bancario por MCNH \$ 600.000 que se mantiene con China Development Bank, el vencimiento de este instrumento es el 23 de abril de 2027.

Con fechas 10 y 30 de marzo de 2023 se liquidaron dos instrumentos derivados de cobertura por vencimiento de los mismos, por un monto de M\$56.413.157, que figuran como parte componente del ítem Intereses recibidos del flujo de financiamiento, en el estado de Flujo de Efectivo. Dichos instrumentos derivados no fueron renovados.

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 31 de diciembre de 2024 y 2023, 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		31-12-2024	31-12-2023
			31-12-2024	31-12-2023	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 31 de diciembre de 2024 y 2023 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 31 de diciembre de 2024 y 2023, 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	31-12-2024		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de efectivo.	755.548	13.624.903		14.380.451	
Total	755.548	13.624.903	0	14.380.451	0

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
Activos financieros	31-12-2023		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de efectivo.		11.906.113		11.906.113	
Total	0	11.906.113	0	11.906.113	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	31-12-2024		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de efectivo.	1.959.153			1.959.153	
Total	1.959.153	0	0	1.959.153	0

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
Pasivos financieros	31-12-2023		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de efectivo.	86.008			86.008	
Total	86.008	0	0	86.008	0

7.3.3.- Otros activos financieros.

Otros activos financieros			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
	31-12-2024		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:		
	31-12-2023		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 31 de diciembre de 2024 y 2023 y sus respectivos valores razonables.

31 de diciembre de 2024	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\$				
ACTIVOS						
Efectivo y equivalentes al efectivo.			58.863.189		58.863.189	58.863.189
Otros activos financieros.		14.555.452			14.555.452	14.555.452
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.			1.483.770.019		1.483.770.019	1.483.770.019
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.			27.932.279		27.932.279	27.932.279
TOTAL ACTIVOS	0	14.555.452	1.570.565.487	0	1.585.120.939	1.585.120.939
PASIVOS						
Otros pasivos financieros.						
Préstamos Bancarios.				377.360.061	377.360.061	381.223.560
Obligaciones con el público (bonos).				797.018.041	797.018.041	797.972.011
Derivados.		1.959.153			1.959.153	1.959.153
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.				1.029.716.238	1.029.716.238	1.029.716.238
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.				206.314.652	206.314.652	206.314.652
TOTAL PASIVOS	0	1.959.153	0	2.410.408.992	2.412.368.145	2.417.185.614

31 de diciembre de 2023	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\$				
ACTIVOS						
Efectivo y equivalentes al efectivo.			23.420.939		23.420.939	23.420.939
Otros activos financieros.		12.081.114			12.081.114	12.081.114
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.			1.605.461.260		1.605.461.260	1.605.461.260
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.			8.736.267		8.736.267	8.736.267
TOTAL ACTIVOS	0	12.081.114	1.637.618.466	0	1.649.699.580	1.649.699.580
PASIVOS						
Préstamos Bancarios.				163.210.947	163.210.947	167.352.222
Obligaciones con el público (bonos).				833.419.647	833.419.647	820.072.564
Derivados.		86.008			86.008	86.008
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.				1.201.952.124	1.201.952.124	1.201.952.124
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.				220.589.313	220.589.313	220.589.313
TOTAL PASIVOS	0	86.008	0	2.419.172.031	2.419.258.039	2.410.052.231

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	
	31-12-2024 M\$	31-12-2023 M\$	31-12-2024 M\$	31-12-2023 M\$
Deudores comerciales, neto.	481.003.634	342.154.893	79.155.083	93.972.980
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, neto.		34.305		
Otras cuentas por cobrar, neto.	122.791.699	676.630.390	800.819.603	492.668.692
Total	603.795.333	1.018.819.588	879.974.686	586.641.672

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

Otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2024 M\$	31-12-2023 M\$	31-12-2024 M\$	31-12-2023 M\$
Por cobrar al personal				
Préstamos al personal.	885.522	941.452	169.711	171.987
Anticipo de remuneraciones.	278.462	297.556		
Fondos por rendir.	66.543	49.326		
Sub total	1.230.527	1.288.334	169.711	171.987
Impuestos por recuperar				
Iva crédito fiscal.	5.461.559	30.817.748		
Sub total	5.461.559	30.817.748	0	0
Deudores varios				
Deudores varios (*).	107.242.297	632.380.779	804.349.931	495.216.847
Anticipo Proveedores.	15.179.268	17.122.728		
Otros documentos por cobrar.	177.164	225.322		
Provisión de deterioro.	(6.499.116)	(5.204.521)	(3.700.039)	(2.720.142)
Sub total	116.099.613	644.524.308	800.649.892	492.496.705
Total	122.791.699	676.630.390	800.819.603	492.668.692

(*) Con fecha 2 de noviembre de 2019, es publicada la Ley N°21.185, que estableció un mecanismo transitorio de estabilización de precios de generación de energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas, el cual es aplicable a las empresas que operan en el Sistema Eléctrico Nacional. Posteriormente, mediante la Ley N°21.194, publicada el 21 de diciembre de 2019 se hizo extensiva la aplicación de dicho mecanismo a los Sistemas Medianos.

Dicha ley estipula los criterios para la determinación de los precios estabilizados que deberán ser traspasados a clientes finales, que implica que los ingresos correspondientes al diferencial entre la facturación de consumos con la tarifa estabilizada y las tarifas que correspondería aplicar de conformidad a las condiciones establecidas en los contratos con los suministradores conformarán un saldo que será retribuido a más tardar el 31 de diciembre de 2027.

Durante la vigencia de la ley de estabilización de precios, estos diferenciales han sido contabilizados en el largo plazo.

Posteriormente, con la publicación de la Ley N°21.472, el 2 de agosto de 2022, y sus correspondientes adecuaciones indicadas en la Ley N°21.667, publicada el 30 de abril de 2024, se estableció un fondo adicional de estabilización de tarifas y un nuevo mecanismo de estabilización transitorio de precios de la electricidad para clientes sometidos a regulación de precios.

Además, establece que la Tesorería General de la República deberá destinar los recursos del Fondo de Estabilización de Tarifas para extinguir los saldos adeudados por la Ley N°21.185 en representación de las distribuidoras a los suministradores, o a sus cesionarios, con cargo al Fondo de Estabilización de Tarifas, lo que no implicará un cambio de deudor a efectos del cumplimiento del pago.

Entre la entrada en vigencia de la Ley N°21.667 y el 31 de diciembre de 2027, los recursos se destinarán a la restitución de los saldos adeudados con ocasión de la ley N° 21.185, debiéndose extinguir esta deuda a más tardar en dicha fecha. Debido a lo anterior, aquella parte de los saldos contabilizados en el ítem Deudores Varios con vencimiento inferior a 12 meses ha sido registrado como una cuenta por cobrar corriente y su saldo remanente con vencimiento hasta el 31 de diciembre de 2027, como una cuenta por cobrar de largo plazo.

Por otra parte, con fecha 7 de junio de 2024 fue publicado el Decreto N° 5T-2024 del Ministerio de Energía, que fija las fórmulas tarifarias para suministros regulados de distribución para el período noviembre de 2020 a noviembre 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 Combustible imparta las instrucciones respecto del plazo, forma y condiciones de dicha reliquidación. Finalmente, debido a que no existen certezas de cuando finalice dicho trámite, los montos registrados en el ítem Deudores Varios asociados a esta reliquidación han sido 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."

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	
	31-12-2024	31-12-2023	31-12-2024	31-12-2023
	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, bruto.	621.265.902	461.852.923	79.155.083	93.972.980
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto.		34.305		
Otras cuentas por cobrar, bruto.	129.290.815	681.834.911	804.519.642	495.388.834
Total	750.556.717	1.143.722.139	883.674.725	589.361.814

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

Importe en libros de deudores comerciales, otras cuentas por cobrar deteriorados	31-12-2024	31-12-2023
	M\$	M\$
Deudores comerciales.	(140.262.268)	(119.698.030)
Otras cuentas por cobrar.	(10.199.155)	(7.924.663)
Total	(150.461.423)	(127.622.693)

El movimiento de la provisión por deterioro de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2024 y 2023 se muestra en el siguiente cuadro:

Provisión deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos y no pagados con deterioro	31-12-2024 M\$	31-12-2023 M\$
Saldo inicial.	(127.622.693)	(110.128.889)
Baja de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas del período o ejercicio.	21.569.369	49.889.440
Efecto discontinuación subsidiaria.		(439.309)
(Aumento) disminución del período o ejercicio.	(44.408.099)	(66.943.935)
Total	(150.461.423)	(127.622.693)

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 representan una aproximación razonable al valor justo de los mismos y consideran una provisión de deterioro cuando existe evidencia objetiva de que Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias no será capaz de cobrar el importe que se le adeuda, ello aún 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, 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.

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

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.

Los castigos tributarios son realizados en la medida que las deudas son declaradas sin posibilidad alguna de recupero, de acuerdo a las normas tributarias vigentes.

8.1.5.- Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero.

Pagos mínimos a recibir por arrendamiento, arrendamientos financieros	31-12-2024			31-12-2023		
	Bruto	Interés	Valor presente	Bruto	Interés	Valor presente
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
No posterior a un año.				35.317	(1.012)	34.305
Total	0	0	0	35.317	(1.012)	34.305

8.2.- Estratificación de la cartera.

La estratificación de la cartera al31 de diciembre de 2024 y 2023 es la siguiente:

31-12-2024	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad mayor a 251 días M\$	Total deudores M\$	Total corrientes M\$	Total no corrientes M\$
Deudores comerciales, bruto.	389.422.910	74.901.811	29.269.522	15.136.203	10.813.507	9.537.510	9.577.629	7.739.405	8.609.537	145.412.951	700.420.985	621.265.902	79.155.083
Otras cuentas por cobrar, bruto.	933.810.457										933.810.457	129.290.815	804.519.642
Provisión deterioro Deudores Comerciales.	(17.695.284)	(1.121.809)	(1.008.959)	(2.771.875)	(2.857.310)	(3.394.950)	(3.458.458)	(3.125.939)	(3.516.294)	(101.311.390)	(140.262.268)	(140.262.268)	
Provisión deterioro otras cuentas por cobrar.	(10.199.155)										(10.199.155)	(6.499.116)	(3.700.039)
Total	1.295.338.928	73.780.002	28.260.563	12.364.328	7.956.197	6.142.560	6.119.171	4.613.466	5.093.243	44.101.561	1.483.770.019	603.795.333	879.974.686

31-12-2023	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad mayor a 251 días M\$	Total deudores M\$	Total corrientes M\$	Total no corrientes M\$
Deudores comerciales, bruto.	305.121.543	55.589.685	24.979.897	12.511.143	8.685.103	7.396.157	7.703.606	5.795.653	7.994.092	120.049.024	555.825.903	461.852.923	93.972.980
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto.	34.305										34.305	34.305	
Otras cuentas por cobrar, bruto.	1.177.223.745										1.177.223.745	681.834.911	495.388.834
Provisión deterioro Deudores Comerciales.	(18.847.346)	(1.002.806)	(959.065)	(2.342.988)	(2.315.850)	(2.430.942)	(2.758.711)	(2.175.157)	(3.310.136)	(83.555.029)	(119.698.030)	(119.698.030)	
Provisión deterioro otras cuentas por cobrar.	(7.924.663)										(7.924.663)	(5.204.521)	(2.720.142)
Total	1.455.607.584	54.586.879	24.020.832	10.168.155	6.369.253	4.965.215	4.944.895	3.620.496	4.683.956	36.493.995	1.605.461.260	1.018.819.588	586.641.672

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

El resumen de estratificación de cartera al 31 de diciembre de 2024 y 2023 es el siguiente:

31-12-2024								
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).		160.702.055					160.702.055	
Por vencer (2).	481.941	108.147.546	(830.679)	264.499	120.573.309	(16.864.605)	228.720.855	(17.695.284)
Sub total por vencer	481.941	268.849.601	(830.679)	264.499	120.573.309	(16.864.605)	389.422.910	(17.695.284)
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días.	372.241	71.811.386	(1.035.597)	10.453	3.090.425	(86.212)	74.901.811	(1.121.809)
Entre 31 y 60 días.	95.954	27.810.067	(928.418)	5.477	1.459.455	(80.541)	29.269.522	(1.008.959)
Entre 61 y 90 días.	36.930	13.766.308	(2.458.249)	4.548	1.369.895	(313.626)	15.136.203	(2.771.875)
Entre 91 y 120 días.	27.873	9.760.766	(2.544.597)	4.283	1.052.741	(312.713)	10.813.507	(2.857.310)
Entre 121 y 150 días.	23.372	8.592.399	(3.027.460)	3.870	945.111	(367.490)	9.537.510	(3.394.950)
Entre 151 y 180 días.	20.619	8.517.670	(3.047.663)	3.234	1.059.959	(410.795)	9.577.629	(3.458.458)
Entre 181 y 210 días.	18.785	6.694.710	(2.695.103)	2.935	1.044.695	(430.836)	7.739.405	(3.125.939)
Entre 211 y 250 días.	24.597	7.495.425	(3.022.365)	4.408	1.114.112	(493.929)	8.609.537	(3.516.294)
Más de 250 días.	616.874	121.643.132	(81.318.063)	120.987	23.769.819	(19.993.327)	145.412.951	(101.311.390)
Sub total vencidos	1.237.245	276.091.863	(100.077.515)	160.195	34.906.212	(22.489.469)	310.998.075	(122.566.984)
Total	1.719.186	544.941.464	(100.908.194)	424.694	155.479.521	(39.354.074)	700.420.985	(140.262.268)

31-12-2023								
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).		76.645.561					76.645.561	
Por vencer (2).	487.552	79.796.965	(674.591)	267.602	148.679.017	(18.172.755)	228.475.982	(18.847.346)
Sub total por vencer	487.552	156.442.526	(674.591)	267.602	148.679.017	(18.172.755)	305.121.543	(18.847.346)
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días.	376.499	52.380.323	(917.764)	10.574	3.209.362	(85.042)	55.589.685	(1.002.806)
Entre 31 y 60 días.	97.069	23.386.545	(870.413)	5.541	1.593.352	(88.652)	24.979.897	(959.065)
Entre 61 y 90 días.	37.351	11.527.110	(2.135.446)	4.598	984.033	(207.542)	12.511.143	(2.342.988)
Entre 91 y 120 días.	28.196	7.997.925	(2.114.600)	4.332	687.178	(201.250)	8.685.103	(2.315.850)
Entre 121 y 150 días.	23.643	6.766.994	(2.211.195)	3.916	629.163	(219.747)	7.396.157	(2.430.942)
Entre 151 y 180 días.	20.854	7.063.488	(2.515.163)	3.271	640.118	(243.548)	7.703.606	(2.758.711)
Entre 181 y 210 días.	18.999	5.279.725	(1.970.467)	2.969	515.928	(204.690)	5.795.653	(2.175.157)
Entre 211 y 250 días.	24.879	7.260.953	(2.987.525)	4.459	733.139	(322.611)	7.994.092	(3.310.136)
Más de 250 días.	624.082	102.254.129	(67.841.863)	122.409	17.794.895	(15.713.166)	120.049.024	(83.555.029)
Sub total vencidos	1.251.572	223.917.192	(83.564.436)	162.069	26.787.168	(17.286.248)	250.704.360	(100.850.684)
Total	1.739.124	380.359.718	(84.239.027)	429.671	175.466.185	(35.459.003)	555.825.903	(119.698.030)

- (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 31 de diciembre de 2024 y 2023 es la siguiente, las cuales forman parte de la cartera morosa:

31-12-2024				
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.	305	2.732.935	4.247	39.545.501
Total	305	2.732.935	4.247	39.545.501

31-12-2023				
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.	289	2.396.200	2.702	11.188.001
Total	289	2.396.200	2.702	11.188.001

8.5.- Provisión y castigos.

El detalle de la provisión y castigo de la cartera no repactada y repactada al 31 de diciembre de 2024 y 2023 es la siguiente:

Provisión y castigos	01-01-2024 31-12-2024 M\$	01-01-2023 31-12-2023 M\$
Provisión cartera no repactada.	(40.513.028)	(54.837.073)
Provisión cartera repactada.	(3.895.071)	(12.106.862)
Total	(44.408.099)	(66.943.935)

8.6.- Número y monto de operaciones.

El número y monto de operaciones al 31 de diciembre de 2024 y 2023 es el siguiente por segmento venta de energía eléctrica:

Segmentos de ventas	Operaciones N°	01-01-2024 31-12-2024 M\$
Ventas de energía eléctrica Chile.	40.752.986	2.666.572.532
Total	40.752.986	2.666.572.532

Segmentos de ventas	Operaciones N°	01-01-2023 31-12-2023 M\$
Ventas de energía eléctrica Chile.	39.360.114	2.081.949.764
Total	39.360.114	2.081.949.764

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 la modalidad de cuenta corriente mercantil, estableciéndose para el saldo mensual una tasa de interés variable, de acuerdo a las condiciones del mercado.

Con fecha 29 de agosto 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\$ 18.000.000, el cual devengará una tasa de interés anual equivalente a la TAB nominal de 90 días más un spread de 40 puntos base, con vencimiento al 29 de agosto de 2025. La tasa de interés se ajustará trimestralmente. Los intereses ordinarios devengados se pagarán trimestralmente los días 29 de noviembre, 28 de febrero, 29 de mayo y 29 de agosto de cada año. El contrato no supone ni involucra la constitución de garantías de ningún tipo. Con fecha 16 de febrero de 2024 se amortizó capital por M\$ 4.900.000. Con fecha 4 de diciembre de 2024 se liquida capital pendiente por M\$ 13.100.000, liquidando la obligación de manera anticipada.

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 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 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 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.

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

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023 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 31 de diciembre de 2024 y 2023 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	
							31-12-2024 M\$	31-12-2023 M\$	31-12-2024 M\$	31-12-2023 M\$
76.306.442-5	Eletrans II S.A.	Chile	Servicios prestados.	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$		173.279		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Recuperación de gastos.	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	71.690	67.436		
77.302.440-5	Tecnored S.A.	Chile	Servicios prestados.	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$		1.600		
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA.	Chile	Servicios prestados.	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	56.764	132.192		
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA.	Chile	Venta de energía.	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	64.588			
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 común	CL \$		4.636		
77.332.779-3	State Grid Chile Electricity SpA.	Chile	Recuperación de gastos.	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	6.785	6.785		
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Recuperación de gastos.	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	158.631	36.161		
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Servicios prestados.	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	105.486	694.046		
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil.	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	27.092.313			
78.512.190-2	Energy Sur Ingeniería S.A.	Chile	Servicios prestados.	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	3.156	2.196		
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil.	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	8.714	7.293.968		
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Arriendo de propiedades y otros.	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	8.050			
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Venta de energía.	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	16	1		
96.813.520-1	Chilquinta Distribución S.A.	Chile	Servicios prestados.	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	1.153	139.327		
96.813.520-1	Chilquinta Distribución S.A.	Chile	Recuperación de gastos.	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	129.728			
96.766.110-4	Energía de Casablanca S.A.	Chile	Servicios prestados.	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	2.847	2.847		
96.884.450-4	Luz Linares S.A.	Chile	Servicios prestados.	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	178.467	180.481		
96.866.680-0	Luz Parral S.A.	Chile	Venta de energía.	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	16.634	1.312		
77.302.440-5	Tecnored S.A.	Chile	Venta de energía.	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	10.799			
76.306.442-5	Eletrans II S.A.	Chile	Venta de energía.	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	2.099			
TOTALES							27.932.279	8.736.267	0	0

9.1.2.- Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2024 y 2023 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	
							31-12-2024 M\$	31-12-2023 M\$	31-12-2024 M\$	31-12-2023 M\$
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil.	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	5.655.200	2.064.502		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Servicios recibidos.	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	656.943	2.578.954		
77.302.440-5	Tecnored S.A.	Chile	Compra de materiales y equipos.	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	680.610			
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA.	Chile	Servicios recibidos.	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$		246.641		
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA.	Chile	Reembolso de gastos.	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	53.290			
77.332.779-3	State Grid Chile Electricity SpA.	Chile	Dividendo mínimo por pagar.	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	25.558.198	3.523.253		
77.332.779-3	State Grid Chile Electricity SpA.	Chile	Préstamo recibido.	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	150.000.000	150.000.000		18.000.000
77.332.779-3	State Grid Chile Electricity SpA.	Chile	Intereses préstamo.	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	407.805	750.550		
77.402.186-8	Chilquinta Servicios S.A.	Chile	Arriendo intangibles.	Más de un año	Matriz Común	UF	2.679.386		16.897.252	
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil.	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$		41.319.262		
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Servicios recibidos.	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$		12.696		
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Reembolso de gastos.	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	33.882			
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Servicios recibidos.	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	3.291.099	2.093.393		
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Compra de materiales y equipos.	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	400.987			
96.884.450-4	Luz Linares S.A.	Chile	Servicios recibidos.	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$		62		
TOTALES							189.417.400	202.589.313	16.897.252	18.000.000

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

Se presentan las operaciones y sus efectos en resultados por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023.

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2024 31-12-2024		01-01-2023 31-12-2023	
						Operación M\$	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$	Operación M\$	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$
76.230.505-4	Eletrans S.A.	Chile	Matriz Común	Cargo único troncal.	CL \$	2.079.903	(2.079.903)	1.821.649	(1.821.649)
76.306.442-5	Eletrans II S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de energía.	CL \$	15.934	15.934	14.137	14.137
76.306.442-5	Eletrans II S.A.	Chile	Matriz Común	Cargo único troncal.	CL \$	621.743	(621.743)	458.771	(458.771)
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías profesionales y servicios recibidos.	CL \$	24.162.958	(24.162.958)	19.940.869	(19.940.869)
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por asesorías profesionales y servicios prestados.	CL \$	148.896	148.896	1.896.733	1.896.733
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz Común	Recuperación de gastos.	CL \$	223.162		627.272	
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz Común	Reembolso de gastos.	CL \$	112.945			
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Cuenta corriente mercantil (cargos).	CL \$			4.318.464	
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz Común	Cuenta corriente mercantil (abonos).	CL \$	3.590.697			
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Intereses pagados.	CL \$	107.870	(107.870)	488.483	(488.483)
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses cobrados.	CL \$	43.874	43.874	602	602
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de propiedades.	CL \$	45.487	45.487	44.315	44.315
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Servicios informáticos.	CL \$	2.924.022	2.924.022		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por arriendo equipos microinformáticos.	CL \$	18.760	18.760	17.687	17.687
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de comunicación.	CL \$	72.959	72.959	77.650	77.650
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz Común	Construcción de redes eléctricas.	CL \$	2.622.421		2.515.486	
76.680.107-2	Compañía Transmisora del Norte Grande S.A.	Chile	Matriz Común	Cargo único troncal.	CL \$	727.739	(727.739)	600.461	(600.461)
76.680.107-2	Compañía Transmisora del Norte Grande S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios de subtransmisión.	CL \$	31	31	127	127
76.954.578-6	Transquinta S.A.	Chile	Matriz Común	Cargo único troncal.	CL \$	355.302	(355.302)	66.048	(66.048)
77.302.440-5	Tecnored S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de materiales y equipos.	CL \$	4.778.905		4.210.948	
77.302.440-5	Tecnored S.A.	Chile	Matriz Común	Operación y mantenimiento de líneas y redes.	CL \$	75.723		7.834	(7.834)
77.302.440-5	Tecnored S.A.	Chile	Matriz Común	Cargo único troncal.	CL \$	2.861	(2.861)	9.760	(9.760)
77.302.440-5	Tecnored S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de energía.	CL \$	125.928	125.928	69.884	69.884

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2024 31-12-2024		01-01-2023 31-12-2023	
						Operación M\$	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$	Operación M\$	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$
77.302.440-5	Tecnored S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios de subtransmisión.	CL \$			7	7
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA.	Chile	Matriz Común	Venta de activo fijo.	CL \$	37.456	37.456	56.545	56.545
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA.	Chile	Matriz Común	Ingreso por construcción de redes eléctricas.	CL \$			126.216	126.216
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA.	Chile	Matriz Común	Servicios prestados.	CL \$	559.790	559.790	14.419	14.419
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA.	Chile	Matriz Común	Venta de energía.	CL \$	680.710	680.710	296.561	296.561
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA.	Chile	Matriz Común	Venta de materiales y equipos eléctricos.	CL \$			34.773	34.773
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA.	Chile	Matriz Común	Servicios recibidos.	CL \$			514.004	(514.004)
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA.	Chile	Matriz Común	Arriendo de equipos.	CL \$	1.863.958	(1.863.958)	1.522.460	(1.522.460)
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA.	Chile	Matriz Común	Recuperación de gastos.	CL \$	171.334		281.582	
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA.	Chile	Matriz Común	Reembolso de gastos.	CL \$	1.000		52.290	
77.332.779-3	State Grid Chile Electricity SpA.	Chile	Matriz Común	Interés préstamo recibido.	CL \$	11.080.264	(11.080.264)	1.655.085	(1.655.085)
77.332.779-3	State Grid Chile Electricity SpA.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios informáticos.	CL \$	47.743	47.743	45.795	45.795
77.332.779-3	State Grid Chile Electricity SpA.	Chile	Matriz común	Recuperación de gastos.	CL \$			6.785	
77.332.779-3	State Grid Chile Electricity SpA.	Chile	Matriz Común	Préstamo recibido.	CL \$			168.000.000	
77.332.779-3	State Grid Chile Electricity SpA.	Chile	Matriz Común	Pago préstamo.	CL \$	18.000.000		4.630.353	
77.402.186-8	Chilquinta Servicios S.A.	Chile	Matriz Común	Arriendo de intangibles.	UF	3.980.202			
77.402.186-8	Chilquinta Servicios S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses arriendo de intangibles.	UF	1.549.691	(1.549.691)		
77.402.186-8	Chilquinta Servicios S.A.	Chile	Matriz Común	Tipo de cambio arriendo de intangibles	UF	875.676	(875.676)		
77.402.187-6	Chilquinta Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Cargo único troncal.	CL \$	3.158.294	(3.158.294)	2.618.665	(2.618.665)
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios recibidos.	CL \$	119.937	(119.937)	125.412	(125.412)
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Cargo único troncal.	CL \$	72.507.701	(72.507.701)	67.661.344	(67.661.344)
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios prestados.	CL \$	7.969.946	7.969.946	5.879.182	5.879.182
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por arriendo de equipos.	CL \$	1.137.957	1.137.957	898.740	898.740
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Recuperación de gastos.	CL \$	13.290		273.876	
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de activo fijo para obras en curso.	CL \$	19.121			
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de materiales y equipos eléctricos.	CL \$	530.975	530.975		
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Reembolso de gastos.	CL \$	39.495			
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Cuenta corriente mercantil (abonos).	CL \$			6.510.193	

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2024 31-12-2024		01-01-2023 31-12-2023	
						Operación M\$	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$	Operación M\$	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Cuenta corriente mercantil (cargos).	CL \$	68.411.575			
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz común	Intereses cobrados.	CL \$	217.093	217.093	3.498	3.498
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses pagados.	CL \$	1.873.451	(1.873.451)	10.669.135	(10.669.135)
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Arriendo de propiedades.	CL \$	744.456	(744.456)	714.283	(714.283)
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de energía.	CL \$	681.622	681.622	27.301	27.301
77.470.427-2	Luz Parral Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Cargo único troncal.	CL \$	916.616	(916.616)	534.590	(534.590)
77.470.446-9	Litoral Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Cargo único troncal.	CL \$	22.051	(22.051)	48.641	(48.641)
78.512.190-2	Energy Sur Ingeniería S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de energía.	CL \$	27.268	27.268	22.850	22.850
78.512.190-2	Energy Sur Ingeniería S.A.	Chile	Matriz Común	Operación y mantenimiento de líneas y redes.	CL \$	23.360	(23.360)	24.474	(24.474)
79.882.520-8	TV Red S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por venta de energía.	CL \$			155.880	155.880
79.882.520-8	TV Red S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios informáticos.	CL \$			6.841	(6.841)
79.882.520-8	TV Red S.A.	Chile	Matriz Común	Arriendo de propiedades.	CL \$			3.877	(3.877)
79.882.520-8	TV Red S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses cobrados.	CL \$			241.213	241.213
79.882.520-8	TV Red S.A.	Chile	Matriz Común	Cuenta corriente mercantil (cargos).	CL \$			2.502.000	
79.882.520-8	TV Red S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios prestados.	CL \$			2.399	2.399
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de materiales y equipos.	CL \$	9.327.977		7.327.176	
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios prestados.	CL \$	27.732	27.732		
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz Común	Cuenta corriente mercantil (cargos).	CL \$	7.285.255			
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz Común	Cuenta corriente mercantil (cargos).	CL \$			3.177.693	
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses cobrados.	CL \$	570.355	570.355	712.697	712.697
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por arriendo de propiedades.	CL \$	44.771	44.771	41.771	41.771
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz Común	Operación y mantenimiento de líneas y redes.	CL \$	21.722.853	(21.722.853)	15.040.059	(15.040.059)
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz Común	Construcción de redes eléctricas.	CL \$	200.543		30.635	
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de energía.	CL \$	372	372	7	7
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz Común	Reembolso de gastos.	CL \$			2.437	
91.344.000-5	Compañía Eléctrica del Litoral S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios prestados.	CL \$			39.625	39.625

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2024 31-12-2024		01-01-2023 31-12-2023	
						Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono
						M\$	M\$	M\$	M\$
91.344.000-5	Compañía Eléctrica del Litoral S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios de subtransmisión.	CL \$	779.196	779.196	349.145	349.145
96.766.110-4	Energía de Casablanca S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios de subtransmisión.	CL \$	209.722	209.722	45.407	45.407
96.766.110-4	Energía de Casablanca S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios prestados.	CL \$			15.409	15.409
96.813.520-1	Chilquinta Distribución S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios de subtransmisión.	CL \$	7.031.817	7.031.817	4.771.650	4.771.650
96.813.520-1	Chilquinta Distribución S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de energía.	CL \$	24.397	24.397	16.593	16.593
96.813.520-1	Chilquinta Distribución S.A.	Chile	Matriz Común	Cargo único troncal.	CL \$			28.756	(28.756)
96.866.680-0	Luz Parral S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios de subtransmisión.	CL \$	18.598	(18.598)		
96.866.680-0	Luz Parral S.A.	Chile	Matriz Común	Cargo único troncal.	CL \$	1.518.222	(1.518.222)	1.073.901	(1.073.901)
96.866.680-0	Luz Parral S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios de subtransmisión.	CL \$	403.335	403.335	240.734	240.734
96.866.680-0	Luz Parral S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de energía.	CL \$	21.366	21.366	17.912	17.912
96.866.680-0	Luz Parral S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios prestados.	CL \$			36.615	36.615
96.866.680-0	Luz Parral S.A.	Chile	Matriz común	Servicios recibidos.	CL \$			23.893	(23.893)
96.884.450-4	Luz Linares S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios de subtransmisión.	CL \$	49.357	(49.357)		
96.884.450-4	Luz Linares S.A.	Chile	Matriz Común	Cargo único troncal.	CL \$	1.974.020	(1.974.020)	1.337.542	(1.337.542)
96.884.450-4	Luz Linares S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios de subtransmisión.	CL \$	414.670	414.670	247.127	247.127
96.884.450-4	Luz Linares S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de energía.	CL \$	55.384	55.384	534.316	534.316
96.884.450-4	Luz Linares S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de energía y potencia.	CL \$	908	(908)	75	(75)
96.884.450-4	Luz Linares S.A.	Chile	Matriz común	Servicios recibidos.	CL \$			28.893	(28.893)
76.763.747-0	Eletrans III S.A.	Chile	Matriz común	Cargo único troncal.	CL \$	561.658	(561.658)		

9.2.- Directorio y gerencia de la sociedad.

Con fecha de 21 de abril de 2023, se celebró la Junta Ordinaria de la Sociedad en la cual, entre otros acuerdos, se procedió a la renovación total del Directorio, quedando designados los siguientes directores:

Yan Dai
Bing Yu
Futao Huang
Chengzu Liu
Nicolás Eyzaguirre Guzmán

En Sesión de Directorio del 28 de abril de 2023 se procedió a la designación del Presidente, quedando compuesto el Directorio de la siguiente forma:

Yan Dai	Presidente
Bing Yu	Director
Futao Huang	Director
Chengzu Liu	Director
Nicolás Eyzaguirre Guzmán	Director

9.2.1.- Remuneración del Directorio.

Nombre	Cargo	01-01-2024 31-12-2024	01-01-2023 31-12-2023
		Dieta directorío M\$	Dieta directorío M\$
Rodrigo Valdés Pulido	Ex-Director		13.254
Nicolás Eyzaguirre Guzmán	Director	53.319	32.534
Totales		53.319	45.788

Las remuneraciones correspondientes al Directorio y Comité de Directores de subsidiarias ascendieron a M\$ 81.840 al 31 de diciembre de 2024 y M\$ 95.646 al 31 de diciembre de 2023.

Durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023 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\$ 848.076 al 31 de diciembre de 2024 (M\$ 884.831 al 31 de diciembre de 2023).

Las remuneraciones con cargo a resultados del equipo gerencial de subsidiarias ascienden a M\$ 343.399 al 31 de diciembre de 2024 (M\$ 320.420 al 31 de diciembre de 2023).

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 31 de diciembre de 2024 y 2023 es la siguiente:

Clases de inventarios	Corriente		No corriente	
	31-12-2024 M\$	31-12-2023 M\$	31-12-2024 M\$	31-12-2023 M\$
Mercaderías para la venta.		86.766		
Suministros para la producción.	4.205.139	3.671.591		
Suministros para mantención.	105.922	14.696		
Provisión de deterioro.		(86.766)		
Total	4.311.061	3.686.287	0	0

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023 no hay inventarios pignorados en garantía del cumplimiento de deudas contraídas.

10.1.- Información adicional de inventarios.

Otra información de inventarios	Corrientes	
	01-01-2024 31-12-2024 M\$	01-01-2023 31-12-2023 M\$
Importe de reversiones de rebajas de importes de inventarios.	86.766	
Costos de inventarios reconocidos como gastos durante el período o ejercicio.	(3.779.948)	(5.211.358)

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 31 de diciembre de 2024 y 2023.

Activos, pasivos por impuestos	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2024 M\$	31-12-2023 M\$	31-12-2024 M\$	31-12-2023 M\$
Activos por impuestos				
Pagos provisionales mensuales.	161.201	1.900.470		
Créditos al impuesto.	320.336	1.095.658		
Subtotal activos por impuestos	481.537	2.996.128	0	0
Pasivos por impuestos				
Impuesto a la renta de primera categoría.		(20.406)		
Subtotal pasivos por impuestos	0	(20.406)	0	0
Total activos (pasivos) por impuestos	481.537	2.975.722	0	0

12.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro es el siguiente al 31 de diciembre de 2024 y 2023.

Otros activos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2024	31-12-2023	31-12-2024	31-12-2023
	M\$	M\$	M\$	M\$
Gastos pagados por anticipado.	2.055.611	1.204.784		
Otros activos.	48.022	464.266	8.280	8.280
Total	2.103.633	1.669.050	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.- La valorización de las inversiones en subsidiarias consolidadas usando el método de la participación se presentan a continuación para efectos informativos.

Al 31 de diciembre de 2024.

Movimiento de inversiones en sociedades subsidiarias	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01-01-2024 M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2024 M\$	Dividendos pagados a participaciones no controladoras M\$
CGE Magallanes S.A.	Chile	CL \$	99,89482 %	99,89482 %	53.152.127	4.277.735	(3.405.669)	(47.242)	53.976.951	(3.582)
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	CL \$	0,11467 %	0,11467 %	45.711	9.250	(7.500)	(98)	47.363	(3.363)
Total					53.197.838	4.286.985	(3.413.169)	(47.340)	54.024.314	(6.945)

Al 31 de diciembre de 2023.

Movimiento de inversiones en sociedades subsidiarias	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01-01-2023 M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2023 M\$	Dividendos pagados a participaciones no controladoras M\$
CGE Magallanes S.A.	Chile	CL \$	99,89482 %	99,89482 %	53.843.467	3.040.835	(3.707.833)	(24.342)	53.152.127	(3.904)
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	CL \$	0,11467 %	0,11467 %	43.901	6.330	(1.965)	(2.555)	45.711	(881)
Total					53.887.368	3.047.165	(3.709.798)	(26.897)	53.197.838	(4.785)

13.3.2.- Información resumida de las subsidiarias consolidadas.

Al 31 de diciembre de 2024.

Inversiones en sociedades subsidiarias directas	Porcentaje participación	31-12-2024												
		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
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
CGE Magallanes S.A.	99,89482 %	20.765.353	154.105.525	174.870.878	48.293.042	35.648.204	83.941.246	90.929.632	54.436.753	(35.732.344)	(10.800.992)	7.903.417	4.282.238	7.817.615
														4.234.946

Al 31 de diciembre de 2023.

Inversiones en sociedades subsidiarias directas	Porcentaje participación	31-12-2023												
		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
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
CGE Magallanes S.A.	99,89482 %	22.257.398	139.131.394	161.388.792	43.407.185	28.524.124	71.931.309	89.457.483	55.309.387	(34.534.762)	(15.564.544)	5.210.081	3.044.037	5.165.855
														3.019.669

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 31 de diciembre de 2024 y 2023 es el siguiente:

Activos Intangibles	31-12-2024		
	Valores brutos	Amortización acumulada	Valores netos
	M\$	M\$	M\$
Programas informáticos.	107.652.620	(89.709.391)	17.943.229
Otros activos intangibles identificables.	603.226.943	(50.053)	603.176.890
Total	710.879.563	(89.759.444)	621.120.119

Activos Intangibles	31-12-2023		
	Valores brutos	Amortización acumulada	Valores netos
	M\$	M\$	M\$
Programas informáticos.	101.234.338	(82.115.543)	19.118.795
Otros activos intangibles identificables.	603.216.838	(48.706)	603.168.132
Total	704.451.176	(82.164.249)	622.286.927

El detalle de los otros activos intangibles identificables al 31 de diciembre de 2024 y 2023 se encuentra en nota 14.1.1.

La amortización acumulada al 31 de diciembre de 2024 y 2023 alcanza a M\$ (89.759.444) y M\$ (82.164.249) 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 31 de diciembre de 2024 y 2023 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 31 de diciembre de 2024 y 2023 es el siguiente:

Movimientos en activos intangibles	31-12-2024		
	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2024	19.118.795	603.168.132	622.286.927
Adiciones.	7.423.198	10.104	7.433.302
Amortización.	(7.593.849)	(1.346)	(7.595.195)
Otros incrementos (disminuciones).	(1.004.915)		(1.004.915)
Cambios, total	(1.175.566)	8.758	(1.166.808)
Saldo final al 31 de diciembre de 2024	17.943.229	603.176.890	621.120.119

Movimientos en activos intangibles	31-12-2023		
	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2023	21.324.904	603.131.650	624.456.554
Adiciones.	7.264.276	38.065	7.302.341
Retiros.	(203.720)		(203.720)
Amortización.	(8.529.410)	(1.583)	(8.530.993)
Otros incrementos (disminuciones).	(737.255)		(737.255)
Cambios, total	(2.206.109)	36.482	(2.169.627)
Saldo final al 31 de diciembre de 2023	19.118.795	603.168.132	622.286.927

14.1.1.- El detalle del importe de activos intangibles identificables individuales significativos y su vida útil o periodo de amortización al 31 de diciembre de 2024 y 2023 es el siguiente:

Detalle de otros activos identificables al	Importe en libros de activo individual intangible significativo	Explicación del período o ejercicio de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
31-12-2024	M\$	
Concesiones.	599.161.524	Indefinida
Servidumbres.	3.998.815	Indefinida
Servidumbres.	16.551	Definida
Total	603.176.890	

Detalle de otros activos identificables al 31-12-2023	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.	3.988.712	Indefinida
Servidumbres.	17.896	Definida
Total	603.168.132	

El cargo a resultados del ejercicio por amortización de intangibles al 31 de diciembre de 2024 y 2023 es el siguiente:

Línea de partida en el estado de resultados que incluye amortización de activos intangibles identificables	01-01-2024 31-12-2024		01-01-2023 31-12-2023	
	Programas informáticos M\$	Otros activos intangibles identificables M\$	Programas informáticos M\$	Otros activos intangibles identificables M\$
Costo de ventas.	33.354		528	
Gastos de administración.	7.560.495	1.346	8.528.882	1.583
Total	7.593.849	1.346	8.529.410	1.583

14.2.- Activos intangibles con vida útil indefinida.

14.2.1.- Servidumbres.

Los derechos de servidumbre se presentan al costo. El periodo 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 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 de deterioro de valor anualmente.

15.- PLUSVALIA.

El detalle de la plusvalía comprada al 31 de diciembre de 2024 y 2023 es la siguiente:

Rut	Sociedad sobre la cual se mantiene la plusvalía	Fecha de generación plusvalía	Sociedad adquirente	Relación con vendedor	Movimientos 2023		Movimientos 2024	
					Saldo al 01-01-2023 M\$	Otros incrementos (disminuciones) M\$	Saldo al 31-12-2023 M\$	Otros incrementos (disminuciones) 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	
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	
88.221.200-9	Edelmag S.A.	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	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	
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)	
Totales					161.446.233	0	161.446.233	0

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 31 de diciembre de 2024 y 2023 es el siguiente:

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

Propiedades de inversión, modelo del valor razonable	31-12-2024 M\$	31-12-2023 M\$
Saldo Inicial	8.167.148	7.675.048
Transferencias (desde) propiedades ocupadas por el dueño, propiedades de inversión.	200.775	
Ganancias (pérdidas) por ajustes del valor razonable.	700.128	492.100
Total de cambios en propiedades de inversión, modelo del valor razonable	900.903	492.100
Total	9.068.051	8.167.148

Los elementos de propiedades de inversión (Terreno y edificios) han sido contabilizados a valor razonable en el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2024 y 2023, 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 al 31 de diciembre de 2024 y 2023 alcanza a M\$ 3.360.397 y M\$ 3.139.496 respectivamente.

16.2.- Ingresos de propiedades de inversión.

Ingresos de propiedades de inversión	01-01-2024 31-12-2024 M\$	01-01-2023 31-12-2023 M\$
Importe de ingresos por alquileres de propiedades de inversión.	884.870	917.458

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 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 31 de diciembre de 2024 y 2023 es la siguiente:

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

Clases de propiedades, planta y equipo, neto	31-12-2024 M\$	31-12-2023 M\$
Construcciones en curso.	330.606.240	298.595.960
Terrenos.	14.053.695	14.193.233
Edificios.	15.161.886	15.511.644
Planta y equipos.	1.170.388.103	1.073.193.169
Subestaciones de poder.	2.106.532	1.934.365
Líneas de transporte energía.	362.279	217.723
Subestaciones de distribución.	145.234.849	133.501.243
Líneas y redes de media y baja tensión.	966.006.652	885.070.941
Máquinas y equipos de generación.	22.390.132	23.024.166
Medidores.	34.287.659	29.444.731
Equipamiento de tecnología de la información.	1.779.171	1.877.400
Instalaciones fijas y accesorios.	46.829.801	45.853.744
Equipos de comunicaciones.	1.353.615	1.455.994
Herramientas.	6.596.763	7.302.229
Muebles y útiles.	847.165	442.515
Instalaciones y accesorios diversos.	38.032.258	36.653.006
Vehículos de motor.	10.231.306	11.938.565
Mejoras de bienes arrendados.	362.231	490.505
Repuestos.	232.731	293.675
Total	1.589.645.164	1.461.947.895

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

Clases de propiedades, planta y equipo, bruto	31-12-2024 M\$	31-12-2023 M\$
Construcciones en curso.	330.606.240	298.595.960
Terrenos.	14.053.695	14.193.233
Edificios.	30.224.102	30.134.517
Planta y equipos.	1.736.509.832	1.605.297.109
Subestaciones de poder.	4.412.591	4.193.400
Líneas de transporte energía.	628.814	473.448
Subestaciones de distribución.	211.169.589	196.516.413
Líneas y redes de media y baja tensión.	1.379.956.217	1.273.534.607
Máquinas y equipos de generación.	70.324.585	66.112.157
Medidores.	70.018.036	64.467.084
Equipamiento de tecnología de la información.	26.199.539	30.497.631
Instalaciones fijas y accesorios.	90.091.966	85.064.023
Equipos de comunicaciones.	6.128.493	5.901.856
Herramientas.	23.706.004	23.337.599
Muebles y útiles.	6.172.488	5.658.789
Instalaciones y accesorios diversos.	54.084.981	50.165.779
Vehículos de motor.	17.964.806	17.390.902
Mejoras de bienes arrendados.	5.813.516	5.813.516
Repuestos.	614.727	767.106
Total	2.252.078.423	2.087.753.997

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

Depreciación acumulada y deterioro, propiedades, planta y equipo	31-12-2024 M\$	31-12-2023 M\$
Edificios.	15.062.216	14.622.873
Planta y equipos.	566.121.729	532.103.940
Subestaciones de poder.	2.306.059	2.259.035
Líneas de transporte energía.	266.535	255.725
Subestaciones de distribución.	65.934.740	63.015.170
Líneas y redes de media y baja tensión.	413.949.565	388.463.666
Máquinas y equipos de generación.	47.934.453	43.087.991
Medidores.	35.730.377	35.022.353
Equipamiento de tecnología de la información.	24.420.368	28.620.231
Instalaciones fijas y accesorios.	43.262.165	39.210.279
Equipos de comunicaciones.	4.774.878	4.445.862
Herramientas.	17.109.241	16.035.370
Muebles y útiles.	5.325.323	5.216.274
Instalaciones y accesorios diversos.	16.052.723	13.512.773
Vehículos de motor.	7.733.500	5.452.337
Mejoras de bienes arrendados.	5.451.285	5.323.011
Repuestos.	381.996	473.431
Total	662.433.259	625.806.102

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

Movimiento al 31 de diciembre de 2024.

Movimiento año 2024		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 2024		298.595.960	14.193.233	15.511.644	1.073.193.169	1.877.400	45.853.744	11.938.565	490.505	293.675	1.461.947.895
Cambios	Adiciones.	197.346.753			1.755.679	21.803	6.868	156.820			199.287.923
	Transferencias a (desde) propiedades de inversión.		(139.538)	(61.237)							(200.775)
	Retiros.	(7.584.892)		(32.755)	(13.392.323)	(16)	(29.182)	(125.295)			(21.164.463)
	Gasto por depreciación.			(479.499)	(41.889.304)	(1.053.408)	(4.053.743)	(2.554.206)	(128.274)		(50.158.434)
	Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso, propiedades, planta y equipo.	(150.493.835)		223.733	143.968.720	933.392	4.552.568	815.422			0
	Otros incrementos (decrementos).	(7.257.746)			6.752.162		499.546			(60.944)	(66.982)
	Total cambios	32.010.280	(139.538)	(349.758)	97.194.934	(98.229)	976.057	(1.707.259)	(128.274)	(60.944)	127.697.269
Saldo final al 31 de diciembre de 2024		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

Movimiento al 31 de diciembre de 2023.

Movimiento año 2023		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 2023		218.200.475	14.311.095	15.791.574	996.309.953	2.087.601	46.004.977	2.813.413	618.778	350.918	1.296.488.784
Cambios	Adiciones.	198.573.623			4.083.773	76.873	1.790.235	2.972.471			207.496.975
	Desapropiaciones			(13.453)	(386.432)	(706)	(537)	(16.765)			(417.893)
	Retiros.	(1.644.051)		(210.686)	(6.804.029)	(1.673)	(3.199)				(8.663.638)
	Gasto por depreciación.			(540.025)	(27.657.193)	(884.613)	(2.981.827)	(1.157.915)	(128.273)		(33.349.846)
	Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso, propiedades, planta y equipo	(117.271.342)		395.114	107.899.487	600.606	1.044.569	7.331.566			0
	Otros incrementos (decrementos).	737.255	(117.862)	89.120	(252.390)	(688)	(474)	(4.205)		(57.243)	393.513
	Total cambios	80.395.485	(117.862)	(279.930)	76.883.216	(210.201)	(151.233)	9.125.152	(128.273)	(57.243)	165.459.111
Saldo final al 31 de diciembre de 2023		298.595.960	14.193.233	15.511.644	1.073.193.169	1.877.400	45.853.744	11.938.565	490.505	293.675	1.461.947.895

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 31 de diciembre de 2024 alcanzó a M\$ 199.287.923 (M\$ 207.496.975 al 31 de diciembre de 2023) y el valor contable de obras en curso alcanzó a un monto de M\$ 330.606.240 y M\$ 298.595.960 al 31 de diciembre de 2024 y 2023 respectivamente.

En el ejercicio 2023 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\$ 10.093.994.

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	31-12-2024 M\$	31-12-2023 M\$
Importe en libros de Propiedades, planta y equipo retiradas no mantenidas para la venta.	21.164.463	8.663.638
Importe de desembolsos sobre cuentas de propiedades, planta y equipos en proceso de construcción.	197.346.753	198.573.623

17.5.- Costo por intereses.

Durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023 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 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 (UGE) 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 2030.

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 5T publicado en junio-24 indexadas con los parámetros macroeconómicos estimados, crecimiento de ventas físicas y clientes, resultados de fijaciones tarifarias estimados por el área de regulación según el informe final del consultor 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 periodo 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 2024 fue de un 6,86%, y 6,87% al 31 de diciembre de 2023.

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 2024.

Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2024 se han realizado sensibilizaciones del efecto de la variación en la tasa de descuento, específicamente aumentándola y disminuyéndola en un 1%, tendiendo el siguiente efecto en el valor presente de los flujos futuros M\$ (921.715.752) y M\$ 1.574.221.871 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 31 de diciembre de 2024 y 2023 se detallan a continuación:

Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor	01-01-2024				
	31-12-2024				
	Propiedades, planta y equipo	Activos intangibles distintos de la plusvalía	Activos financieros	Plusvalía	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo.			(44.408.099)		(44.408.099)

Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor	01-01-2023				
	31-12-2023				
	Propiedades, planta y equipo	Activos intangibles distintos de la plusvalía	Activos financieros	Plusvalía	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo.			(66.943.935)		(66.943.935)

Las pérdidas por deterioro de activos financieros al 31 de diciembre de 2024 y 2023, 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	31-12-2024	31-12-2023
	M\$	M\$
Relativos a ingresos anticipados.	8.409.809	10.379.263
Relativos a provisiones.	10.898	
Relativos a obligaciones por beneficios a los empleados.	9.849.396	8.610.555
Relativos a pérdidas fiscales.	207.243.449	185.075.677
Relativos a cuentas por cobrar.	40.624.584	34.458.127
Relativos a los inventarios.	477.141	5.457.359
Relativos a contratos de leasing.	7.544.585	2.902.237
Relativos a otros.	694.310	35.647
Total	274.854.172	246.918.865

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 el 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	31-12-2024 M\$	31-12-2023 M\$
Relativos a propiedades, planta y equipos.	139.782.832	119.721.882
Relativos a intangibles.	67.444.455	66.338.122
Relativos a cuentas por cobrar.	56.490.454	31.013.620
Relativos a contratos de leasing.		9.262
Relativos a otros.	903.123	798.204
Relativos a propiedades de inversión.	1.508.002	1.283.779
Total	266.128.866	219.164.869

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

El siguiente es el movimiento de los activos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2024 y 2023:

Movimientos en activos por impuestos diferidos	31-12-2024 M\$	31-12-2023 M\$
Saldo inicial	246.918.865	186.527.185
Incremento (decremento) en activos impuestos diferidos.	27.935.307	60.391.680
Cambios en activos por impuestos diferidos, total	27.935.307	60.391.680
Total	274.854.172	246.918.865

El siguiente es el movimiento de los pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2024 y 2023:

Movimientos en pasivos por impuestos diferidos	31-12-2024 M\$	31-12-2023 M\$
Saldo inicial	219.164.869	162.832.298
Incremento (decremento) en pasivos impuestos diferidos.	46.963.997	56.332.571
Cambios en pasivos por impuestos diferidos, total	46.963.997	56.332.571
Total	266.128.866	219.164.869

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	31-12-2024			31-12-2023		
	Activos (pasivos)	Valores compensados	Saldos netos al cierre	Activos (pasivos)	Valores compensados	Saldos netos al cierre
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Activos por impuestos diferidos.	274.854.172	(240.544.543)	34.309.629	246.918.865	(196.343.710)	50.575.155
Pasivos por impuestos diferidos.	(266.128.866)	240.544.543	(25.584.323)	(219.164.869)	196.343.710	(22.821.159)
Total	8.725.306	0	8.725.306	27.753.996	0	27.753.996

20.- OTROS PASIVOS FINANCIEROS.

El detalle de este rubro para los cierres al 31 de diciembre de 2024 y 2023:

20.1.- Clases de otros pasivos financieros.

Pasivos financieros	Moneda	31-12-2024		31-12-2023	
		Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Préstamos bancarios.	CL \$	100.252.602	85.114.208	79.505.385	69.327.670
Préstamos bancarios.	US \$	55.193.851		14.377.892	
Préstamos bancarios.	CNH \$	28.658.031	108.141.369		
Total préstamos bancarios		184.104.484	193.255.577	93.883.277	69.327.670
Obligaciones con el público (bonos)	U.F.	156.568.418	640.449.623	77.143.649	756.275.998
Pasivos de cobertura (Nota 7.1).	US \$	134.177			
Pasivos de cobertura (Nota 7.1).	U.F.	33.971		86.008	
Pasivos de cobertura (Nota 7.1).	CNH \$	1.791.005			
Pasivos de cobertura		1.959.153	0	86.008	0
Total		342.632.055	833.705.200	171.112.934	825.603.668

CL \$: Pesos chilenos.
US \$: Dólares estadounidenses.
U.F. : Unidad de fomento.
CNH \$: Yuan chino.

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

Saldos al 31 de diciembre de 2024.

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	Vencimientos		Total no corrientes
									hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses	31-12-2024	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	31-12-2024
									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	6,88 %	5,97 %	Sin Garantía	2.387.000			2.387.000			0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Santander	CL \$	Al vencimiento	6,49 %	5,98 %	Sin Garantía		37.375		37.375	24.996.550		24.996.550
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	China Constrution Bank	CL \$	Al vencimiento	6,08 %	5,71 %	Sin Garantía		4.758	9.980.270	9.985.028			0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Al vencimiento	6,08 %	6,17 %	Sin Garantía	782.438		60.000.000	60.782.438			0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Bank of China, Agencia en Chile	CL \$	Al vencimiento	6,65 %	6,17 %	Sin Garantía	87.340		5.600.000	5.687.340			0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BTG Pactual	CL \$	Al vencimiento	7,10 %	6,20 %	Sin Garantía		11.941	7.400.000	7.411.941			0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Santander	CL \$	Al vencimiento	6,89 %	5,98 %	Sin Garantía		33.222		33.222	19.992.372		19.992.372
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Scotiabank	CL \$	Al vencimiento	7,01 %	6,51 %	Sin Garantía		549.009		549.009	22.895.092		22.895.092
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	HSBC	CL \$	Al vencimiento	7,15 %	6,66 %	Sin Garantía		344.322		344.322	14.036.134		14.036.134
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Bank of China, Panama	US \$	Al vencimiento	7,42 %	6,40 %	Sin Garantía		34.295.117		34.295.117			0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Bank of China, Panama	CNH \$	Al vencimiento	4,37 %	3,40 %	Sin Garantía			27.781.974	27.781.974			0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	China Devepment Bank	CNH \$	Al vencimiento	3,22 %	2,90 %	Sin Garantía			219.014	219.014		27.033.123	27.033.123
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	China Devepment Bank	CNH \$	Al vencimiento	3,22 %	2,90 %	Sin Garantía			657.043	657.043		81.108.246	81.108.246
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco Crédito e Inversiones	US \$	Al vencimiento	6,28 %	6,28 %	Sin Garantía	1.760.492			1.760.492			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Al vencimiento	6,56 %	6,05 %	Sin Garantía		15.422	10.000.000	10.015.422			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	6,11 %	6,11 %	Sin Garantía		17.923		17.923		2.200.000	2.200.000
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	China Construction Bank	CL \$	Al vencimiento	6,12 %	5,62 %	Sin Garantía		3.695	2.000.000	2.003.695			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco Estado	US \$	Al vencimiento	5,69 %	5,69 %	Sin Garantía	25.553		1.835.809	1.861.362			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco Estado	US \$	Al vencimiento	5,69 %	5,69 %	Sin Garantía	16.780		1.205.561	1.222.341			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco Estado	US \$	Al vencimiento	5,76 %	5,76 %	Sin Garantía	83.795		5.952.720	6.036.515			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco de Chile	US \$	Al vencimiento	6,91 %	6,00 %	Sin Garantía		20.458	3.968.480	3.988.938			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco de Chile	US \$	Al vencimiento	7,01 %	6,10 %	Sin Garantía	38.656		2.976.370	3.015.026			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco Estado	US \$	Al vencimiento	5,97 %	5,97 %	Sin Garantía		1.322.845		1.322.845			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco Estado	US \$	Al vencimiento	6,75 %	5,84 %	Sin Garantía		4.611	1.686.604	1.691.215			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	6,95 %	6,04 %	Sin Garantía		839		839	994.060		994.060
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco BICE	CL \$	Al vencimiento	6,74 %	5,84 %	Sin Garantía		811	996.237	997.048			0
Totales									5.182.054	36.662.348	142.260.082	184.104.484	82.914.208	110.341.369	193.255.577

Saldos al 31 de diciembre de 2023.

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	Vencimientos		Total no corrientes
									hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses	31-12-2023	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	31-12-2023
									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	10,52 %	9,55 %	Sin Garantía	2.460.795			2.460.795			0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Santander	CL \$	Al vencimiento	9,66 %	9,10 %	Sin Garantía		56.875	25.000.000	25.056.875			0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	China Construction Bank	CL \$	Al vencimiento	10,39 %	9,95 %	Sin Garantía	259.806			259.806	9.940.357		9.940.357
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Al vencimiento	10,77 %	10,22 %	Sin Garantía	1.498.933			1.498.933	59.387.313		59.387.313
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Bank of China, Agencia en Chile	CL \$	Al vencimiento	10,19 %	9,23 %	Sin Garantía		4.307	5.600.000	5.604.307			0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BTG Pactual	CL \$	Al vencimiento	10,24 %	9,28 %	Sin Garantía		20.983	7.400.000	7.420.983			0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Santander	CL \$	Al vencimiento	10,19 %	9,23 %	Sin Garantía		51.278	20.000.000	20.051.278			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Al vencimiento	9,93 %	9,93 %	Sin Garantía	1.656.870			1.656.870			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	1,90 %	1,90 %	Sin Garantía		1.271.677		1.271.677			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco Scotiabank	CL \$	Al vencimiento	9,67 %	9,10 %	Sin Garantía		25.278	9.971.009	9.996.287			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	9,75 %	9,75 %	Sin Garantía		28.600	2.200.000	2.228.600			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	0,85 %	9,28 %	Sin Garantía		6.702	1.992.272	1.998.974			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco Crédito e Inversiones	US \$	Al vencimiento	7,26 %	7,26 %	Sin Garantía	29.036		1.636.836	1.665.872			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco Crédito e Inversiones	US \$	Al vencimiento	7,26 %	7,26 %	Sin Garantía	19.068		1.074.897	1.093.965			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco Crédito e Inversiones	US \$	Al vencimiento	8,17 %	7,25 %	Sin Garantía	95.179		5.297.693	5.392.872			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco de Chile	US \$	Al vencimiento	7,85 %	6,93 %	Sin Garantía		21.782	3.527.895	3.549.677			0
Chile	88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco de Chile	US \$	Al vencimiento	7,67 %	6,94 %	Sin Garantía	39.414		2.636.092	2.675.506			0
Totales									6.059.101	1.487.482	86.336.694	93.883.277	69.327.670	0	69.327.670

20.3.- Obligaciones con el público. (Bonos)

Saldos al 31 de diciembre de 2024.

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	31-12-2024	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	31-12-2024
										M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
542	BCGEI-I	4.583.333	U.F.	4,65 %	4,76 %	11-08-2029	Chile	Semestral	A partir del 02-2024	20.747.565	17.607.652	38.355.217	35.215.299	35.215.299	35.215.299	33.040.290			138.686.187
542	BCGEI-J	500.000	U.F.	4,75 %	5,10 %	12-01-2029	Chile	Semestral	Al Vencimiento	421.490		421.490				18.908.017			18.908.017
541	BCGEI-K	2.000.000	U.F.	4,00 %	4,05 %	02-12-2031	Chile	Semestral	Al Vencimiento		250.814	250.814					75.446.802		75.446.802
610	BCGET-D	1.909.097	U.F.	4,30 %	4,20 %	10-09-2030	Chile	Semestral	A partir del 03-2020	7.085.809	6.111.727	13.197.536	12.223.422	12.223.422	12.223.422	12.223.422	12.346.762		61.240.450
765	BCGED-E	4.000.000	U.F.	3,85 %	3,89 %	30-09-2034	Chile	Semestral	A partir del 03-2032	1.505.530		1.505.530					153.131.035		153.131.035
916	BCGEI-M	666.668	U.F.	1,95 %	2,21 %	01-12-2025	Chile	Semestral	A partir del 06-2023		25.653.498	25.653.498							0
917	BCGEI-N	3.000.000	U.F.	2,85 %	2,90 %	01-12-2041	Chile	Semestral	A partir del 06-2035		277.771	277.771						114.870.090	114.870.090
916	BCGEI-P	2.000.000	U.F.	1,20 %	1,02 %	20-06-2025	Chile	Semestral	Al Vencimiento		76.863.684	76.863.684							0
917	BCGEI-Q	2.000.000	U.F.	1,70 %	1,29 %	20-06-2030	Chile	Semestral	Al Vencimiento		42.878	42.878					78.167.042		78.167.042
Totales										29.760.394	126.808.024	156.568.418	47.438.721	47.438.721	47.438.721	64.171.729	319.091.641	114.870.090	640.449.623

Saldos al 31 de diciembre de 2023.

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	31-12-2023	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	31-12-2023
										M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
542	BCGEI-I	5.500.000	U.F.	4,65 %	4,76 %	11-08-2029	Chile	Semestral	A partir del 02-2024	20.476.429	16.861.803	37.338.232	33.723.580	33.723.580	33.723.580	33.723.580	31.139.131		166.033.451
542	BCGEI-J	500.000	U.F.	4,75 %	5,10 %	12-01-2029	Chile	Semestral	Al Vencimiento	403.636		403.636					18.029.306		18.029.306
541	BCGEI-K	2.000.000	U.F.	4,00 %	4,05 %	02-12-2031	Chile	Semestral	Al Vencimiento		238.878	238.878					72.024.444		72.024.444
610	BCGET-D	3.500.000	U.F.	4,30 %	4,20 %	10-09-2030	Chile	Semestral	A partir del 03-2020	6.935.144	5.852.834	12.787.978	11.705.668	11.705.668	11.705.668	11.705.668	23.553.142		70.375.814
765	BCGED-E	4.000.000	U.F.	3,85 %	3,89 %	30-09-2034	Chile	Semestral	A partir del 03-2032	1.433.834		1.433.834					98.104.921	48.573.273	146.678.194
916	BCGEI-M	2.000.000	U.F.	1,95 %	2,21 %	01-12-2025	Chile	Semestral	A partir del 06-2023		24.606.840	24.606.840	24.333.646						24.333.646
917	BCGEI-N	3.000.000	U.F.	2,85 %	2,90 %	01-12-2041	Chile	Semestral	A partir del 06-2035		264.552	264.552						109.915.226	109.915.226
916	BCGEI-P	2.000.000	U.F.	1,20 %	1,02 %	20-06-2025	Chile	Semestral	Al Vencimiento		28.862	28.862	73.740.327						73.740.327
917	BCGEI-Q	2.000.000	U.F.	1,70 %	1,29 %	20-06-2030	Chile	Semestral	Al Vencimiento		40.837	40.837					75.145.590		75.145.590
Totales										29.249.043	47.894.606	77.143.649	143.503.221	45.429.248	45.429.248	45.429.248	317.996.534	158.488.499	756.275.998

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

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2024 y 2023 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2024 M\$	31-12-2023 M\$	31-12-2024 M\$	31-12-2023 M\$
Proveedores de energía y otros eléctricos (*).	394.730.796	625.527.238	512.598.477	504.818.938
Retenciones.	6.302.602	5.194.604		
Dividendos por pagar.	2.244.193	1.408.423		
Pasivos acumulados (o devengados) (**).	5.523.554	5.427.970		
Proveedores no energéticos.	84.999.518	40.977.162		
Acreedores varios.	22.968.771	18.288.599		
Otros.	110.266	109.137	238.061	200.053
Total	516.879.700	696.933.133	512.836.538	505.018.991

(*) Ver Nota N° 4.4.

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 Entel S.A., Sociedad de Tercerización de Servicios Provider Latin América Ltda., Ingeniería y Servicios Eisesa Ltda., OCA Ensayos Inspecciones y Certificaciones Chile S.A., Equans Mantenimiento y Montaje Eléctrico SpA. y Electricidad Serbrip Ltda.

21.1.- Pasivos acumulados (o devengados).

(**) Pasivos acumulados (o devengados).	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2024 M\$	31-12-2023 M\$	31-12-2024 M\$	31-12-2023 M\$
Vacaciones del personal.	5.220.011	4.880.875		
Bonificaciones de feriados.	301.846	228.701		
Participación sobre resultados.	1.264	318.394		
Aguinaldos.	433			
Total	5.523.554	5.427.970	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	Otros	Total
	31-12-2024 M\$	31-12-2024 M\$	31-12-2024 M\$
Hasta 30 días.	479.730.315	30.489.455	510.219.770
Entre 31 y 60 días.		6.659.930	6.659.930
Más de 365 días.	512.598.477	238.061	512.836.538
Total	992.328.792	37.387.446	1.029.716.238

Cuentas comerciales con pagos al día (por vencer) Cuentas comerciales al día según plazo	Bienes y Servicios	Otros	Total
	31-12-2023 M\$	31-12-2023 M\$	31-12-2023 M\$
Hasta 30 días.	666.504.400	24.312.074	690.816.474
Entre 31 y 60 días.		6.116.659	6.116.659
Más de 365 días.	504.818.938	200.053	505.018.991
Total	1.171.323.338	30.628.786	1.201.952.124

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023 no existen cuentas por pagar comerciales con plazos vencidos.

22.- OTRAS PROVISIONES.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2024 y 2023 es el siguiente:

22.1.- Provisiones - saldos.

Clase de provisiones	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2024 M\$	31-12-2023 M\$	31-12-2024 M\$	31-12-2023 M\$
Provisión de reclamaciones legales.	26.666.641	17.946.355		
Participación en utilidades y bonos.	7.678.503	5.646.845		
Otras provisiones.	40.363	4.394.258		
Total	34.385.507	27.987.458	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, (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 31 de diciembre de 2024.

Conceptos	Movimiento de provisiones			
	Por reclamaciones legales	Por part. en utilidades y bonos	Otras provisiones	Total al
	M\$	M\$	M\$	31-12-2024 M\$
Saldo al 1 de enero de 2024	17.946.355	5.646.845	4.394.258	27.987.458
Provisiones adicionales.	10.398.306		40.363	10.438.669
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	4.372.851	7.156.277	(79)	11.529.049
Provisión utilizada.	(6.057.454)	(5.124.619)	(4.394.258)	(15.576.331)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	6.583			6.583
Total cambio en provisiones	8.720.286	2.031.658	(4.353.895)	6.398.049
Saldo al 31 de diciembre de 2024	26.666.641	7.678.503	40.363	34.385.507

Saldos al 31 de diciembre de 2023.

Conceptos	Movimiento de provisiones			
	Por reclamaciones legales	Por part. en utilidades y bonos	Otras provisiones	Total al
	M\$	M\$	M\$	31-12-2023 M\$
Saldo al 1 de enero de 2023	20.110.269	4.365.481	0	24.475.750
Provisiones adicionales.	10.778.711		4.394.258	15.172.969
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	9.151.955	6.543.401		15.695.356
Provisión utilizada.	(21.564.115)	(5.262.037)		(26.826.152)
Reversión de provisión no utilizada.	(471.560)			(471.560)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	(58.905)			(58.905)
Total cambio en provisiones	(2.163.914)	1.281.364	4.394.258	3.511.708
Saldo al 31 de diciembre de 2023	17.946.355	5.646.845	4.394.258	27.987.458

23.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2024 y 2023 es el siguiente:

23.1.- Detalle del rubro.

Provisión por beneficios a los empleados	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2024	31-12-2023	31-12-2024	31-12-2023
	M\$	M\$	M\$	M\$
Provisión indemnización años de servicio.			9.780.445	8.550.147
Provisión premio de antigüedad.			466.556	398.129
Provisión beneficios post-jubilatorios.			15.838.338	15.258.375
Total	0	0	26.085.339	24.206.651

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	
	31-12-2024	31-12-2023	31-12-2024	31-12-2023	31-12-2024	31-12-2023
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Valor presente obligación, saldo inicial	8.550.147	8.997.672	398.129	494.316	15.258.375	15.493.516
Costo del servicio corriente obligación plan de beneficios definidos.	477.924	466.244	34.429	31.274	14.982	15.577
Costo por intereses por obligación de plan de beneficios definidos.	627.791	747.657	32.065	35.954	1.037.554	1.212.756
Ganancias pérdidas actuariales obligación planes de beneficios definidos.	554.977	(574.097)	48.307	(139.197)	990.236	(39.951)
Liquidaciones obligación plan de beneficios definidos y transferencia de obligaciones por traspaso de personal desde empresas relacionadas.	(430.394)	(1.087.329)	(46.374)	(24.218)	(1.462.809)	(1.423.523)
Total cambios en provisiones	1.230.298	(447.525)	68.427	(96.187)	579.963	(235.141)
Total	9.780.445	8.550.147	466.556	398.129	15.838.338	15.258.375

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	
	31-12-2024	31-12-2023	31-12-2024	31-12-2023	31-12-2024	31-12-2023
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Obligación presente sin fondos de plan de beneficios definidos.	9.780.445	8.550.147	466.556	398.129	15.838.338	15.258.375
Total	9.780.445	8.550.147	466.556	398.129	15.838.338	15.258.375

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		Línea del estado de resultados
	01-01-2024 31-12-2024	01-01-2023 31-12-2023	01-01-2024 31-12-2024	01-01-2023 31-12-2023	01-01-2024 31-12-2024	01-01-2023 31-12-2023	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Costo del servicio corriente plan de beneficios definidos.	477.924	466.244	34.429	31.274	14.982	15.577	Costo de ventas - gastos de administración.
Costo por intereses plan de beneficios definidos.	627.791	747.657	32.065	35.954	1.037.554	1.212.756	Costos Financieros.
Total	1.105.715	1.213.901	66.494	67.228	1.052.536	1.228.333	

23.5.- Hipótesis actuariales.

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

Detalle	
Tasa de descuento real utilizada.	1,90 %
Aumento futuros de salarios.	3,90 %
Tabla de mortalidad.	RV-2014
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 31 de diciembre de 2024, 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 31 de diciembre de 2024, 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.	2.341.373	(2.015.100)

23.6.- Flujo y plazo de los compromisos.

El flujo previsto de prestaciones para los próximos años al 31 de diciembre de 2024 y 2023 es como sigue:

Promedio ponderado de las obligaciones	Indemnización por años de servicios	Premios por antigüedad	Beneficios post-jubilatorios	Total
	31-12-2024 M\$	31-12-2024 M\$	31-12-2024 M\$	31-12-2024 M\$
Años				
1 Año.	857.731	12.968	1.631.031	2.501.730
2 Años.	581.023	49.595	1.349.775	1.980.393
3 Años.	818.378	58.632	1.579.526	2.456.536
4 Años.	496.003	34.978	1.220.347	1.751.328
5 Años.	601.093	29.598	1.046.567	1.677.258
6 a 10 Años.	2.785.302	149.052	4.049.959	6.984.313
Más de 10 Años.	3.640.915	131.733	4.961.133	8.733.781
Total	9.780.445	466.556	15.838.338	26.085.339

Promedio ponderado de las obligaciones	Indemnización por años de servicios	Premios por antigüedad	Beneficios post-jubilatorios	Total
	31-12-2023 M\$	31-12-2023 M\$	31-12-2023 M\$	31-12-2023 M\$
Años				
1 Año.	835.792	30.103	1.511.383	2.377.278
2 Años.	621.512	43.258	1.463.456	2.128.226
3 Años.	522.957	45.950	1.216.538	1.785.445
4 Años.	728.998	49.287	1.384.685	2.162.970
5 Años.	422.575	28.762	1.083.390	1.534.727
6 a 10 Años.	2.469.931	121.456	3.903.227	6.494.614
Más de 10 Años.	2.948.382	79.313	4.695.696	7.723.391
Total	8.550.147	398.129	15.258.375	24.206.651

24.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2024 y 2023 es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2024 M\$	31-12-2023 M\$	31-12-2024 M\$	31-12-2023 M\$
Ingresos diferidos (*).	24.564.683	28.609.440		
Aportes reembolsables.	672.803	675.546		
Garantías recibidas en efectivo.	3.441.549	3.559.499		
Total	28.679.035	32.844.485	0	0

24.1.- Ingresos diferidos.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2024 y 2023 es el siguiente:

(*) Detalle de los ingresos diferidos	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2024 M\$	31-12-2023 M\$	31-12-2024 M\$	31-12-2023 M\$
Ingresos diferidos por obras de terceros.	24.564.683	28.609.440		
Total	24.564.683	28.609.440	0	0

El movimiento de este rubro al 31 de diciembre de 2024 y 2023 es el siguiente:

Movimiento del período ingresos diferidos	31-12-2024 M\$	31-12-2023 M\$
Saldo inicial ingresos diferidos	28.609.440	33.573.611
Adiciones.	18.837.072	11.573.462
Imputación a resultados.	(22.881.829)	(16.537.633)
Total	24.564.683	28.609.440

25.- PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS.

25.1.- Obligaciones por arrendamientos.

El detalle de las obligaciones por arrendamiento y sus plazos de vencimiento al 31 de diciembre de 2024 y 2023 es el siguiente:

Pagos mínimos a pagar por arrendamiento, obligaciones por arrendamientos	31-12-2024			31-12-2023		
	Bruto	Interés	Valor presente	Bruto	Interés	Valor presente
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Hasta 90 días.	1.482.947	(117.691)	1.365.256	941.607	(111.052)	830.555
Más de 90 días hasta 1 año.	3.636.264	(321.067)	3.315.197	4.417.695	(423.277)	3.994.418
Más de 1 año hasta 2 años.	1.758.963	(245.301)	1.513.662	2.658.572	(276.223)	2.382.349
Más de 2 años hasta 3 años.	1.231.353	(138.523)	1.092.830	1.279.938	(187.316)	1.092.622
Más de 3 años hasta 4 años.	546.534	(51.919)	494.615	797.029	(108.936)	688.093
Más de 4 años hasta 5 años.	314.438	(15.020)	299.418	535.913	(54.197)	481.716
Más de 5 años.	295.042	(9.751)	285.291	576.396	(23.642)	552.754
Total	9.265.541	(899.272)	8.366.269	11.207.150	(1.184.643)	10.022.507

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 31 de diciembre de 2024 y 2023 son las siguientes:

Bienes sujeto a arrendamiento	Tasas de interés	
	31-12-2024	31-12-2023
Terreno bajo arrendamientos.	5,51 %	8,54 %
Edificio en arrendamiento.	5,51 %	8,54 %
Equipamiento de tecnologías de la información bajo arrendamientos.	7,02 %	9,59 %
Instalaciones fijas y accesorios bajo arrendamiento.	7,02 %	9,59 %
Vehículos de motor, bajo arrendamiento.	7,71 %	12,01 %

25.2.- Activos por derecho de uso.

El detalle de los bienes arrendados 31 de diciembre de 2024 y 2023 es el siguiente:

Propiedades, planta y equipo en arrendamiento, neto	31-12-2024			31-12-2023		
	Valor bruto	Depreciación acumulada, amortización y deterioro de valor	Valor Neto	Valor bruto	Depreciación acumulada, amortización y deterioro de valor	Valor Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Terreno bajo arrendamientos.	59.430	(38.696)	20.734	41.313	(24.547)	16.766
Edificio en arrendamiento.	5.265.084	(2.771.325)	2.493.759	5.324.891	(2.048.731)	3.276.160
Equipamiento de tecnologías de la información bajo arrendamientos.	22.320.056	(3.325.466)	18.994.590	239.696	(192.837)	46.859
Instalaciones fijas y accesorios bajo arrendamiento.	3.515.910	(2.817.021)	698.889	3.589.917	(2.027.171)	1.562.746
Vehículos de motor, bajo arrendamiento.	5.163.262	(2.355.003)	2.808.259	5.134.205	(1.360.023)	3.774.182
Total	36.323.742	(11.307.511)	25.016.231	14.330.022	(5.653.309)	8.676.713

Los activos se deprecian en el plazo remanente de los contratos. La depreciación acumulada al 31 de diciembre de 2024 alcanzó a M\$ 11.307.511 (M\$ 5.653.309 al 31 de diciembre de 2023).

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 261 unidades utilizadas en la operación de la Sociedad.

A continuación, se presentan los movimientos por clase de activos originados en los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023:

Movimiento año 2024	Terrenos M\$	Edificios M\$	Equipamiento de tecnologías de la información M\$	Instalaciones fijas y accesorios M\$	Vehículos M\$	Total M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2024	16.766	3.276.160	46.859	1.562.746	3.774.182	8.676.713
Adiciones.	31.864	1.915.704	22.236.950	100.967	177.699	24.463.184
Retiros.	(3.789)	(3.012)			(9.418)	(16.219)
Gasto por depreciación.	(24.107)	(2.695.093)	(3.289.219)	(964.824)	(1.134.204)	(8.107.447)
Saldo final al 31 de diciembre de 2024	20.734	2.493.759	18.994.590	698.889	2.808.259	25.016.231

Movimiento año 2023	Terrenos M\$	Edificios M\$	Equipamiento de tecnologías de la información M\$	Instalaciones fijas y accesorios M\$	Vehículos M\$	Total M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2023	18.613	3.811.198	157.052	2.533.388	3.422.388	9.942.639
Adiciones.	13.747	2.421.268			2.180.284	4.615.299
Retiros.		(426.385)			(606.958)	(1.033.343)
Gasto por depreciación.	(15.594)	(2.529.921)	(110.193)	(970.642)	(1.221.532)	(4.847.882)
Saldo final al 31 de diciembre de 2023	16.766	3.276.160	46.859	1.562.746	3.774.182	8.676.713

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 31 de diciembre de 2024 y 2023 asciende a M\$ 1.232.423.425.

26.3.- Número de acciones suscritas y pagadas.

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023 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.- Dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 21 de abril de 2023, se aprobó el pago del dividendo definitivo N° 13 de \$ 5,71 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2022, el cual se pagó con fecha 2 de mayo de 2023, por un total de M\$ 11.533.611.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 23 de abril de 2024, se aprobó el pago del dividendo definitivo N° 14 de \$ 1,80 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2023, el cual se pagó con fecha 8 de mayo de 2024, por un total de M\$ 3.635.814.

De acuerdo a la política de dividendos de la Sociedad al 31 de diciembre de 2024 se provisionó un dividendo equivalente al 30% sobre las utilidades del ejercicio por un monto de M\$ 26.309.307.

26.5.- Reservas.

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

26.5.1.- 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.

26.5.2.- 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 31 de diciembre de 2024 ascienden a M\$ (2.770.161). (M\$ (1.645.337) al 31 de diciembre de 2023), ambos netos de impuestos diferidos.

26.5.3.- Otras reservas.

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

26.6.- Participaciones no controladoras.

Las siguientes son las participaciones no controladoras al 31 de diciembre de 2024 y 2023.

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
			31-12-2024	31-12-2023	31-12-2024		31-12-2023	
			%	%	M\$	M\$	M\$	M\$
88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	44,83508 %	44,83508 %	36.881.288	3.611.832	36.236.563	2.471.925
79.882.520-8	TV Red SpA.	Chile	0,00000 %	0,00000 %				(311.944)
99.548.240-1	CGE Magallanes S.A.	Chile	0,10518 %	0,10518 %	24.457	4.504	23.588	3.202
Total					36.905.745	3.616.336	36.260.151	2.163.183

26.7.- Transacciones con participaciones no controladoras.

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023 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.”.

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

Movimientos al 31 de diciembre de 2024.

Movimientos de otros resultados integrales al 31-12-2024	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	87.697.692	0	0	3.616.336	0	0	91.314.028
Reservas de cobertura de flujo de efectivo									
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujo de efectivo.	3.100.593	(837.160)	2.263.433				3.100.593	(837.160)	2.263.433
Total movimientos del período o ejercicio	3.100.593	(837.160)	2.263.433	0	0	0	3.100.593	(837.160)	2.263.433
Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios definidos									
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	(1.540.855)	416.031	(1.124.824)	(52.689)	14.228	(38.461)	(1.593.544)	430.259	(1.163.285)
Total movimientos del período o ejercicio	(1.540.855)	416.031	(1.124.824)	(52.689)	14.228	(38.461)	(1.593.544)	430.259	(1.163.285)
Total resultado integral			88.836.301			3.577.875			92.414.176

Movimientos al 31 de diciembre de 2023.

Movimientos de otros resultados integrales al 31-12-2023	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			12.089.319			2.163.183			14.252.502
Reservas de cobertura de flujo de caja									
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujo de efectivo.	(4.364.963)	1.178.540	(3.186.423)				(4.364.963)	1.178.540	(3.186.423)
Total movimientos del período o ejercicio	(4.364.963)	1.178.540	(3.186.423)	0	0	0	(4.364.963)	1.178.540	(3.186.423)
Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios definidos									
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	780.425	(210.715)	569.710	(27.167)	7.335	(19.832)	753.258	(203.380)	549.878
Total movimientos del período o ejercicio	780.425	(210.715)	569.710	(27.167)	7.335	(19.832)	753.258	(203.380)	549.878
Total resultado integral			9.472.606			2.143.351			11.615.957

27.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.**27.1.- Ingresos ordinarios.**

Ingresos de actividades ordinarias	01-01-2024 31-12-2024 M\$	01-01-2023 31-12-2023 M\$
Ventas	2.554.012.330	1.990.944.817
Venta de energía, peajes y transmisión.	2.553.427.914	1.990.895.456
Venta de mercaderías, materiales y equipos.	584.416	49.361
Prestaciones de servicios	112.431.765	90.969.976
Servicios y recargos regulados.	50.647.948	58.982.466
Arriendo de equipos de medida.	7.733.299	6.499.207
Servicios de mantenimiento de equipos a clientes.	1.373.012	158.685
Apoyos en postación.	4.310.319	3.741.239
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas.	39.526.086	15.690.401
Otras prestaciones.	8.841.101	5.897.978
Total	2.666.444.095	2.081.914.793

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 ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023.

27.2.- Otros ingresos, por función.

Otros ingresos por función	01-01-2024 31-12-2024 M\$	01-01-2023 31-12-2023 M\$
Arriendo de oficinas a terceros.	963.473	921.975
Otros ingresos de operación.	12.206.953	8.358.673
Total	13.170.426	9.280.648

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 ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023 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	01-01-2024 31-12-2024 M\$	01-01-2023 31-12-2023 M\$
Costo de venta.	2.332.769.218	1.809.283.828
Costo de administración.	130.011.540	109.618.694
Pérdidas por deterioro de valor (ganancias por deterioro de valor y reversión de pérdidas por deterioro de valor) determinadas de acuerdo con la NIIF 9.	44.408.099	66.943.935
Total	2.507.188.857	1.985.846.457

28.1.- Gastos por naturaleza.

Apertura de gastos por naturaleza	01-01-2024 31-12-2024 M\$	01-01-2023 31-12-2023 M\$
Compra de energía.	2.076.226.555	1.604.787.967
Compra de gas.	15.153.587	16.080.570
Gastos de personal.	43.806.644	33.602.817
Gastos de operación y mantenimiento.	165.000.712	138.565.507
Gastos de administración.	96.732.184	79.136.940
Provisión de incobrables.	44.408.099	66.943.935
Depreciación.	58.265.881	38.197.728
Amortización.	7.595.195	8.530.993
Total	2.507.188.857	1.985.846.457

28.2.- Gastos de personal.

Gastos de personal	01-01-2024 31-12-2024 M\$	01-01-2023 31-12-2023 M\$
Sueldos y salarios.	39.354.915	28.924.322
Beneficios a corto plazo a los empleados.	3.230.240	2.732.090
Beneficios por terminación.	1.221.489	1.946.405
Total	43.806.644	33.602.817

28.3.- Depreciación y amortización.

Detalle	01-01-2024 31-12-2024 M\$	01-01-2023 31-12-2023 M\$
Depreciación y retiros		
Costo de ventas.	51.301.768	34.466.186
Gasto de administración.	6.964.113	3.731.542
Otras ganancias (pérdidas).	21.164.463	8.867.358
Total depreciación	79.430.344	47.065.086
Amortización		
Costo de ventas.	33.354	528
Gasto de administración.	7.561.841	8.530.465
Total amortización	7.595.195	8.530.993
Total	87.025.539	55.596.079

28.4.- Otras ganancias (pérdidas).

Detalle	01-01-2024 31-12-2024 M\$	01-01-2023 31-12-2023 M\$
Castigos o retiros de propiedades, planta y equipos.	(21.164.463)	(8.867.358)
Venta de chatarra.	1.018.918	987.363
Venta de propiedades, planta y equipo.		72.055
Juicios o arbitrajes.	(12.628.121)	(19.858.636)
Remuneraciones del directorio.	(135.159)	(138.803)
Indemnizaciones percibidas.	500.456	4.075.264
Otras (pérdidas) ganancias. (*)	2.153.130	1.932.260
Cambios en el valor razonable en propiedad de inversión.	700.128	492.100
Aportes de terceros para financiar obras propias.	22.562.880	16.434.357
Total	(6.992.231)	(4.871.398)

(*) Al 31 de diciembre de 2024 el ítem Otras (pérdidas) ganancias está compuesto por ingresos por recuperación de deudas castigadas por M\$ 1.869.460, ingresos por multas a proveedores por M\$ 381.856, y otros gastos de M\$(98.186). Al 31 de diciembre de 2023 el mismo rubro está compuesto por ingresos por recuperación de deudas castigadas por M\$ 1.521.626, ingresos por venta derecho de agua Punta Cortes por M\$ 679.000, remanente de aportes estatales por M\$ 676.328, retenciones de contratistas no vigentes M\$ 308.046, costos por el ajuste de participación por M\$ (258.526) por discontinuidad de TV Red SpA., costo por reliquidación de energía por M\$ (970.876) y otros gastos por M\$ (23.338).

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 ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023 se detallan a continuación.

Resultado financiero	01-01-2024 31-12-2024 M\$	01-01-2023 31-12-2023 M\$
Ingresos financieros		
Intereses comerciales.	7.543.779	3.440.041
Ingresos por otros activos financieros.	8.351.479	14.993.115
Ingreso por intereses cuenta corriente mercantil.	831.321	958.010
Otros ingresos financieros. (*)	29.630.018	2.597.283
Total ingresos financieros	46.356.597	21.988.449
Costos financieros		
Gastos por préstamos bancarios.	(19.996.885)	(11.172.088)
Gastos por obligaciones con el público (bonos).	(28.206.279)	(28.687.944)
Gastos por arrendamientos financieros.	(2.127.382)	(639.781)
Gastos por valoración derivados financieros.	(8.304.963)	(5.072.117)
Gastos por intereses cuenta corriente mercantil.	(1.981.320)	(11.157.645)
Gastos por intereses préstamos empresas relacionadas.	(11.080.264)	(1.655.085)
Otros gastos. (**)	(3.223.805)	(14.656.658)
Total costos financieros	(74.920.898)	(73.041.318)
Total ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera (Nota 29.1)	3.126.113	(2.315.108)
Total resultados por unidades de reajuste (Nota 29.2)	(30.004.625)	(33.455.883)
Total	(55.442.813)	(86.823.860)

(*) El ítem otros ingresos financieros al 31 de diciembre de 2024 está compuesto por ingresos de intereses de convenios de largo plazo por M\$ 2.624.720, intereses de reliquidación por M\$ 27.004.278 y otros ingresos por M\$ 1.020. Al 31 de diciembre de 2023 dicho ítem se descompone por ingresos de intereses de convenios de largo plazo por M\$ 2.534.501 y otros ingresos por M\$ 62.782.

(**) El ítem otros gastos de los costos financieros al 31 de diciembre de 2024 está compuesto por costos de intereses de beneficios al personal en base a NIC 19 por M\$ 1.697.410, impuesto de timbres y estampillas por M\$ 1.201.671 y por otros gastos por M\$ 324.724. Al 31 de diciembre de 2023 dicho ítem se descompone por costos de intereses de beneficios al personal en base a NIC 19 por M\$ 1.996.367, intereses de reliquidación por M\$ 12.270.170 y por otros gastos por M\$ 390.121.

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

Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	01-01-2024 31-12-2024 M\$	01-01-2023 31-12-2023 M\$
Diferencias de cambio por activos		
Efectivo y equivalentes al efectivo.	58.038	(121.781)
Otros activos financieros.	7.078.160	
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	75.950.853	(2.042.413)
Total diferencias de cambio por activos	83.087.051	(2.164.194)
Diferencias de cambio por pasivos		
Otros pasivos financieros.	(9.104.981)	(884.005)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	(70.849.374)	669.290
Otras provisiones.	(6.583)	63.801
Total diferencias de cambio por pasivos	(79.960.938)	(150.914)
Total diferencia de cambios neta	3.126.113	(2.315.108)

Los efectos en resultados de los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023 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	01-01-2024 31-12-2024 M\$	01-01-2023 31-12-2023 M\$
Unidades de reajuste por activos		
Otros activos financieros.	2.101.200	6.208.240
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	3.107.317	10.841
Activos por impuestos.	1.324.739	1.227.219
Total unidades de reajuste por activos	6.533.256	7.446.300
Unidades de reajuste por pasivos		
Otros pasivos financieros.	(34.858.692)	(38.906.611)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	(403.280)	(1.653.240)
Pasivos por arrendamientos.	(1.275.909)	(342.332)
Total unidades de reajuste por pasivos	(36.537.881)	(40.902.183)
Total unidades de reajuste neto	(30.004.625)	(33.455.883)

30.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.

En los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023 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 ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2024 se originó un cargo a resultados por impuesto a las ganancias ascendente a M\$ 18.676.592 y al 31 de diciembre de 2023 un abono por M\$ 4.043.555.

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes corriente y diferida	01-01-2024 31-12-2024 M\$	01-01-2023 31-12-2023 M\$
Impuestos corrientes a las ganancias		
(Gasto) ingreso por impuestos corrientes.		731.224
Ajustes al impuesto corriente de períodos anteriores.	(54.812)	(126.590)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(54.812)	604.634
Impuestos diferidos		
(Gasto) ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias.	(18.555.841)	4.336.303
Ajustes por impuestos diferidos de períodos anteriores.	(65.939)	(897.382)
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos , neto	(18.621.780)	3.438.921
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	(18.676.592)	4.043.555

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 ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023.

Conciliación del gasto por impuestos utilizando la tasa legal con el gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	01-01-2024 31-12-2024 M\$	01-01-2024 31-12-2024 %	01-01-2023 31-12-2023 M\$	01-01-2023 31-12-2023 %
Ganancia contable	109.990.620		13.653.726	
Total de (gasto) ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(29.697.467)	27,0 %	(3.686.506)	27,0 %
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable. (*)	11.050.900	(10,1)%	10.282.957	(75,3)%
Efecto fiscal de pérdidas fiscales.	(52.050)	0,1 %		
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y gasto por impuestos (ingreso).	22.025	(0,02)%	(2.552.896)	18,7 %
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	11.020.875	(10,0)%	7.730.061	(56,6)%
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(18.676.592)	17,0 %	4.043.555	(29,6)%

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.	01-01-2024 31-12-2024 M\$	01-01-2023 31-12-2023 M\$
Correcciones monetarias (Capital propio tributario - Inversiones).	15.500.158	17.484.156
Multas fiscales.	(6.108.696)	(7.457.249)
Otras diferencias permanentes.	1.659.438	256.050
Total	11.050.900	10.282.957

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

Importes antes de impuestos	01-01-2024 31-12-2024			01-01-2023 31-12-2023		
	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\$
Cobertura de flujo de efectivo.	3.100.593	(837.160)	2.263.433	(4.364.963)	1.178.540	(3.186.423)
Ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	(1.593.544)	430.259	(1.163.285)	753.258	(203.380)	549.878
Total		(406.901)			975.160	

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	01-01-2024 31-12-2024 M\$	01-01-2023 31-12-2023 M\$
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	87.697.692	12.089.319
Ganancia (pérdida) por acción básica y diluidas en operaciones continuadas (\$).	43,42	5,99
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.

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:

32.2.1.- Activos por segmentos.

ACTIVOS	Eléctrico Chile		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	31-12-2024 M\$	31-12-2023 M\$	31-12-2024 M\$	31-12-2023 M\$	31-12-2024 M\$	31-12-2023 M\$
ACTIVOS CORRIENTES						
Efectivo y equivalentes al efectivo.	58.863.189	23.420.939			58.863.189	23.420.939
Otros activos financieros.	755.548				755.548	
Otros activos no financieros.	2.103.633	1.669.050			2.103.633	1.669.050
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	603.795.333	1.018.819.588			603.795.333	1.018.819.588
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	31.965.874	12.165.004	(4.033.595)	(3.428.737)	27.932.279	8.736.267
Inventarios.	4.311.061	3.686.287			4.311.061	3.686.287
Activos por impuestos.	481.537	2.975.722			481.537	2.975.722
Total activos corrientes	702.276.175	1.062.736.590	(4.033.595)	(3.428.737)	698.242.580	1.059.307.853
ACTIVOS NO CORRIENTES						
Otros activos financieros.	13.799.904	12.081.114			13.799.904	12.081.114
Otros activos no financieros.	8.280	8.280			8.280	8.280
Cuentas por cobrar.	879.974.686	586.641.672			879.974.686	586.641.672
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	54.024.313	53.197.837	(54.024.313)	(53.197.837)		
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	621.120.119	622.286.927			621.120.119	622.286.927
Plusvalía.	161.446.233	161.446.233			161.446.233	161.446.233
Propiedades, planta y equipo.	1.589.645.164	1.461.947.895			1.589.645.164	1.461.947.895
Propiedad de inversión.	9.068.051	8.167.148			9.068.051	8.167.148
Activos por derecho de uso.	25.016.231	8.676.713			25.016.231	8.676.713
Activos por impuestos diferidos.	34.309.629	50.575.155			34.309.629	50.575.155
Total activos no corrientes	3.388.412.610	2.965.028.974	(54.024.313)	(53.197.837)	3.334.388.297	2.911.831.137
TOTAL ACTIVOS	4.090.688.785	4.027.765.564	(58.057.908)	(56.626.574)	4.032.630.877	3.971.138.990

32.2.2.- Pasivos y Patrimonio por segmentos.

PASIVOS	Eléctrico Chile		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	31-12-2024 M\$	31-12-2023 M\$	31-12-2024 M\$	31-12-2023 M\$	31-12-2024 M\$	31-12-2023 M\$
PASIVOS CORRIENTES						
Otros pasivos financieros.	342.632.055	171.112.934			342.632.055	171.112.934
Pasivos por arrendamientos.	4.680.453	4.824.973			4.680.453	4.824.973
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	516.880.107	696.933.133	(407)		516.879.700	696.933.133
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	193.450.588	206.018.050	(4.033.188)	(3.428.737)	189.417.400	202.589.313
Otras provisiones.	34.385.507	27.987.458			34.385.507	27.987.458
Otros pasivos no financieros.	28.679.035	32.844.485			28.679.035	32.844.485
Total pasivos corrientes	1.120.707.745	1.139.721.033	(4.033.595)	(3.428.737)	1.116.674.150	1.136.292.296
PASIVOS NO CORRIENTES						
Otros pasivos financieros.	833.705.200	825.603.668			833.705.200	825.603.668
Pasivos por arrendamientos.	3.685.816	5.197.534			3.685.816	5.197.534
Cuentas por pagar.	512.836.538	505.018.991			512.836.538	505.018.991
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	16.897.252	18.000.000			16.897.252	18.000.000
Otras provisiones.	426	505	(426)	(505)		
Pasivo por impuestos diferidos.	25.584.323	22.821.159			25.584.323	22.821.159
Provisiones por beneficios a los empleados.	26.085.339	24.206.651			26.085.339	24.206.651
Total pasivos no corrientes	1.418.794.894	1.400.848.508	(426)	(505)	1.418.794.468	1.400.848.003
TOTAL PASIVOS	2.539.502.639	2.540.569.541	(4.034.021)	(3.429.242)	2.535.468.618	2.537.140.299
PATRIMONIO						
Capital emitido.	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.	367.898.352	305.646.003	(33.206.627)	(32.333.643)	334.691.725	273.312.360
Otras reservas.	(97.640.357)	(98.731.674)	(9.218.279)	(9.265.571)	(106.858.636)	(107.997.245)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.	1.514.257.921	1.450.914.255	(54.001.407)	(53.175.715)	1.460.256.514	1.397.738.540
Participaciones no controladoras.	36.928.225	36.281.768	(22.480)	(21.617)	36.905.745	36.260.151
Total patrimonio	1.551.186.146	1.487.196.023	(54.023.887)	(53.197.332)	1.497.162.259	1.433.998.691
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	4.090.688.785	4.027.765.564	(58.057.908)	(56.626.574)	4.032.630.877	3.971.138.990

32.3.- Cuadros de resultados por segmentos.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCIÓN	Eléctrico Chile		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	01-01-2024	01-01-2023	01-01-2024	01-01-2023	01-01-2024	01-01-2023
	31-12-2024	31-12-2023	31-12-2024	31-12-2023	31-12-2024	31-12-2023
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	2.666.572.532	2.081.949.764	(128.437)	(34.971)	2.666.444.095	2.081.914.793
Costo de ventas.	(2.332.852.427)	(1.809.283.828)	83.209		(2.332.769.218)	(1.809.283.828)
Ganancia bruta	333.720.105	272.665.936	(45.228)	(34.971)	333.674.877	272.630.965
Otros ingresos, por función.	14.693.233	10.453.896	(1.522.807)	(1.173.248)	13.170.426	9.280.648
Gasto de administración.	(131.578.986)	(110.826.913)	1.567.446	1.208.219	(130.011.540)	(109.618.694)
Pérdidas por deterioro de valor (ganancias por deterioro de valor y reversión de pérdidas por deterioro de valor) determinadas de acuerdo con la NIIF 9.	(44.408.099)	(66.943.935)			(44.408.099)	(66.943.935)
Otras ganancias (pérdidas).	(6.992.820)	(4.871.398)	589		(6.992.231)	(4.871.398)
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	165.433.433	100.477.586	0	0	165.433.433	100.477.586
Ingresos financieros.	46.479.792	22.370.119	(123.195)	(381.670)	46.356.597	21.988.449
Costos financieros.	(75.044.093)	(73.422.988)	123.195	381.670	(74.920.898)	(73.041.318)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	4.287.081	3.046.897	(4.287.081)	(3.046.897)		
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera.	3.126.113	(2.315.107)		(1)	3.126.113	(2.315.108)
Resultados por unidades de reajuste.	(30.004.625)	(33.455.883)			(30.004.625)	(33.455.883)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	114.277.701	16.700.624	(4.287.081)	(3.046.898)	109.990.620	13.653.726
Beneficio (gasto) por impuestos a las ganancias.	(18.676.592)	4.043.555			(18.676.592)	4.043.555
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.	95.601.109	20.744.179	(4.287.081)	(3.046.898)	91.314.028	17.697.281
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.		(3.444.779)				(3.444.779)
Ganancia (pérdida)	95.601.109	17.299.400	(4.287.081)	(3.046.898)	91.314.028	14.252.502
Ganancia (pérdida) atribuible a						
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	91.979.930	15.133.356	(4.282.238)	(3.044.037)	87.697.692	12.089.319
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras.	3.621.179	2.166.044	(4.843)	(2.861)	3.616.336	2.163.183
Ganancia (pérdida)	95.601.109	17.299.400	(4.287.081)	(3.046.898)	91.314.028	14.252.502
Depreciación y retiros.	79.430.344	47.065.086			79.430.344	47.065.086
Amortización.	7.595.195	8.530.993			7.595.195	8.530.993
EBITDA	252.458.972	156.073.665	0	0	252.458.972	156.073.665

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

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR MÉTODO DIRECTO	Eléctrico Chile		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	01-01-2024	01-01-2023	01-01-2024	01-01-2023	01-01-2024	01-01-2023
	31-12-2024	31-12-2023	31-12-2024	31-12-2023	31-12-2024	31-12-2023
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación.	296.183.125	19.701.702	(3.042.099)	(3.846.395)	293.141.026	15.855.307
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión.	(263.342.407)	(254.441.666)	358.427	(5.443.829)	(262.983.980)	(259.885.495)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación.	2.543.494	225.401.505	2.683.672	9.290.224	5.227.166	234.691.729
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios	35.384.212	(9.338.459)	0	0	35.384.212	(9.338.459)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.	58.038	(67.417)			58.038	(67.417)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	35.442.250	(9.405.876)	0	0	35.442.250	(9.405.876)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	23.420.939	32.826.815			23.420.939	32.826.815
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio	58.863.189	23.420.939	0	0	58.863.189	23.420.939

33.- SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA.

33.1.- Resumen de saldos en moneda extranjera.

Saldos al 31 de diciembre de 2024.

Resumen moneda extranjera	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes			Total
			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\$	31-12-2024 M\$
Activos corrientes.	US \$	103.312.528	25.703.120	77.609.408	103.312.528			0	103.312.528
Activos corrientes.	EUR \$	11.503	11.503		11.503			0	11.503
Activos no corrientes.	US \$	495.370.552			0	495.370.552		495.370.552	495.370.552
Total activos en moneda extranjera	M/e	598.694.583	25.714.623	77.609.408	103.324.031	495.370.552	0	495.370.552	598.694.583
Pasivos corrientes.	US \$	158.064.609	63.357.766	94.706.843	158.064.609			0	158.064.609
Pasivos corrientes.	CNH \$	30.449.036		30.449.036	30.449.036			0	30.449.036
Pasivos no corrientes.	US \$	493.080.805			0	493.080.805		493.080.805	493.080.805
Pasivos no corrientes.	CNH \$	108.141.369			0	108.141.369		108.141.369	108.141.369
Total pasivos en moneda extranjera	M/e	789.735.819	63.357.766	125.155.879	188.513.645	601.222.174	0	601.222.174	789.735.819

Saldos al 31 de diciembre de 2023.

Resumen moneda extranjera	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes			Total
			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\$	31-12-2023 M\$
Activos corrientes.	US \$	132.036	132.036		132.036			0	132.036
Activos corrientes.	EUR \$	10.215	10.215		10.215			0	10.215
Activos no corrientes.	US \$	477.499.011			0		477.499.011	477.499.011	477.499.011
Total activos en moneda extranjera	M/e	477.641.262	142.251	0	142.251	0	477.499.011	477.499.011	477.641.262
Pasivos corrientes.	US \$	14.486.760	8.213.905	6.272.855	14.486.760			0	14.486.760
Pasivos no corrientes.	US \$	504.818.938			0		504.818.938	504.818.938	504.818.938
Total pasivos en moneda extranjera	M/e	519.305.698	8.213.905	6.272.855	14.486.760	0	504.818.938	504.818.938	519.305.698

33.2.- Saldos en moneda extranjera, activos.

Saldos al 31 de diciembre de 2024.

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	De 91 días a 1 año	Total corrientes	Más de 1 año a 3 años	Más de 3 años a 5 años	Total no corrientes	31-12-2024
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo.	US \$	47.838	47.838		47.838			0	47.838
Efectivo y equivalentes al efectivo.	EUR \$	11.503	11.503		11.503			0	11.503
Otros activos financieros.	US \$	643.560		643.560	643.560			0	643.560
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	US \$	102.621.130	25.655.282	76.965.848	102.621.130			0	102.621.130
Cuentas por cobrar.	US \$	495.370.552			0	495.370.552		495.370.552	495.370.552
Total activos en moneda extranjera	M/e	598.694.583	25.714.623	77.609.408	103.324.031	495.370.552	0	495.370.552	598.694.583

Saldos al 31 de diciembre de 2023.

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	De 91 días a 1 año	Total corrientes	Más de 1 año a 3 años	Más de 3 años a 5 años	Total no corrientes	31-12-2023
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo.	US \$	132.036	132.036		132.036			0	132.036
Efectivo y equivalentes al efectivo.	EUR \$	10.215	10.215		10.215			0	10.215
Cuentas por cobrar.	US \$	477.499.011			0		477.499.011	477.499.011	477.499.011
Total activos en moneda extranjera	M/e	477.641.262	142.251	0	142.251	0	477.499.011	477.499.011	477.641.262

33.3.- Saldos en moneda extranjera, pasivos.

Saldos al 31 de diciembre de 2024.

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	De 91 días a 1 año	Total corrientes	Más de 1 año a 3 años	Más de 3 años a 5 años	Total no corrientes	31-12-2024
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Pasivos financieros.	US \$	55.328.028	37.702.484	17.625.544	55.328.028			0	55.328.028
Pasivos financieros.	CNH \$	30.449.036		30.449.036	30.449.036			0	30.449.036
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	US \$	102.621.130	25.655.282	76.965.848	102.621.130			0	102.621.130
Otras provisiones a corto plazo.	US \$	115.451		115.451	115.451			0	115.451
Pasivos financieros.	CNH \$	108.141.369			0	108.141.369		108.141.369	108.141.369
Otras cuentas por pagar.	US \$	493.080.805			0	493.080.805		493.080.805	493.080.805
Total pasivos en moneda extranjera		789.735.819	63.357.766	125.155.879	188.513.645	601.222.174	0	601.222.174	789.735.819

Saldos al 31 de diciembre de 2023.

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	De 91 días a 1 año	Total corrientes	Más de 1 año a 3 años	Más de 3 años a 5 años	Total no corrientes	31-12-2023
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Pasivos financieros.	US \$	14.377.892	8.213.905	6.163.987	14.377.892			0	14.377.892
Otras provisiones a corto plazo.	US \$	108.868		108.868	108.868			0	108.868
Otras cuentas por pagar.	US \$	504.818.938			0		504.818.938	504.818.938	504.818.938
Total pasivos en moneda extranjera		519.305.698	8.213.905	6.272.855	14.486.760	0	504.818.938	504.818.938	519.305.698

34.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.

34.1.- Juicios y otras acciones legales.

- 34.1.1.- 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 : Indemnización de perjuicios.
Cuantía : M\$ 251.000.
Estado : Etapa de prueba finalizada. Causa archivada.
- 34.1.2.- 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 Colectiva por efectos de 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.
- 34.1.3.- Nombre del juicio : “Canteras Lonco con CGE”.
Fecha de inicio : 28 de diciembre de 2017.
Tribunal : 12° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N° : 35.369-2017.
Cuantía : M\$ 180.000.
Materia : Indemnización de perjuicios por incendio en las comunas de Chiguayante y Concepción.
Estado : Con fecha 25 de agosto de 2020, se acogió la demanda por M\$ 119.738. Con fecha 31 de diciembre 2020, se presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Santiago. Con fecha 2 de mayo de 2024 la Corte de Apelaciones confirmó la sentencia de primera instancia. Se presentó recurso de casación ante la Corte suprema con fecha 20 de mayo de 2024 el que se encuentra pendiente de resolución. Con fecha 14 de octubre de 2024 fallo de la Corte Suprema. Desistimiento recurso de casación, por parte de CGE.
- 34.1.4.- Nombre del juicio : “Burgos con CGE”.
Fecha de inicio : 15 de mayo de 2019.
Tribunal : 2° Juzgado Civil de Temuco.
Rol N° : 637-2019.
Materia : Indemnización de perjuicios.
Cuantía : Indeterminada.
Estado : Sentencia dictada el 20 de agosto de 2024, pendiente de notificación.

- 34.1.5.- Nombre del juicio : “Aes Gener con CGE”.
 Fecha de inicio : 5 de septiembre de 2019.
 Tribunal : Juez Árbitro Enrique Barros Bourie.
 Rol N° : 3.856-2019.
 Materia : Resolución de diferencias ocurridas en relación con contratos de suministro eléctrico.
 Cuantía : M\$ 40.898.398.
 Estado : Con fecha 29 de abril de 2024 se dictó sentencia de primera instancia que declaró que desde el año 2015 al año 2019 CGE está obligada a asignar la energía a Aes Gener en proporción a la participación de los bloques de Aes Gener en la suma de los bloques de Aes Gener y el cincuenta por ciento del consumo de CGE en el año 2009, y, en consecuencia, condenó a CGE a pagar M\$ 13.361.400 de capital y M\$ 4.938.978 de intereses, más los intereses corrientes que se devenguen entre la sentencia y el pago efectivo. Con fecha 6 de mayo de 2024 se presentó recurso de queja ante la Corte de Apelaciones (Rol N° 7.136-2024), el que fue rechazado con fecha 11 de noviembre de 2024. Se interpuso nuevo recurso de queja ante la Corte de Apelaciones de Santiago, objetando la potestad del árbitro para decretar el cumplimiento de la sentencia, por requerir las liquidaciones previas ordenadas en la misma sentencia, que son de competencia exclusiva del Coordinador Eléctrico Nacional. Este recurso se encuentra pendiente de resolución.
 Paralelamente, con fecha 19 de noviembre de 2024 CGE solicitó al Coordinador Eléctrico Nacional efectuar las reliquidaciones de la compraventa de energía ordenadas en la sentencia y, además, solicitó con fecha 11 de diciembre de 2024 a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles instruir al Coordinador que efectúe esas reliquidaciones, para el caso en que éste considere insuficiente la anterior solicitud.
- 34.1.6.- 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 : Cumplimiento de contrato con indemnización de perjuicios.
 Estado : Con fecha 26 de septiembre 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.

- 34.1.7.- 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 colectiva por Ley de Protección a los Consumidores por eventos ocurridos en el mes de febrero de 2019 en el sur de Chile.
 Estado Con fecha 29 de enero de 2024 el tribunal citó a las partes a oír sentencia.
- 34.1.8.- Nombre del juicio : "SACYR con CGE".
 Fecha inicio : 12 de febrero de 2020.
 Tribunal : 28° Juzgado Civil de Santiago.
 Rol N° : 34.995-2019.
 Materia : Demanda de indemnización de perjuicios.
 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 de la sentencia absolutoria la que se mantiene pendiente de resolución bajo el Rol 17.628-2024.
- 34.1.9.- Nombre del juicio : "Pinochet con CGE".
 Fecha de inicio : 23 de abril de 2020.
 Tribunal : 2° Juzgado Civil de Talca.
 Rol N° : 1.903-2020.
 Materia : Indemnización de perjuicios por incendio en la comuna de San Clemente durante el año 2020.
 Cuantía : M\$ 240.000.
 Estado : Sentencia de 17 de noviembre de 2022 rechazó la demanda. Pendiente recurso de apelación, en relación desde el 9 de enero de 2024.
- 34.1.10.- 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 : Indemnización de perjuicios.
 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.

- 34.1.11.- Nombre del juicio : "Pontigo con CGE".
Fecha de inicio : 1 de agosto 2020.
Tribunal : 1° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N° : 10.345-2020.
Materia : Indemnización de perjuicios por 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.
- 34.1.12.- 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 a sentencia, ingresando a la Corte de Apelaciones con el rol 19.651-2024.
- 34.1.13.- Nombre del juicio : "Diego de Almagro Solar con CGE".
Fecha de inicio : 5 de octubre de 2020.
Tribunal : 1° Juzgado Civil de Copiapó.
Rol N° : 1.814-2020.
Materia : Indemnización de perjuicios.
Cuantía : M\$ 1.116.856.
Estado : Con fecha 7 de diciembre de 2024 se dictó sentencia, pendiente de notificación.
- 34.1.14.- 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 : Juicio colectivo por Ley del consumidor.
Cuantía : Indeterminada.
Estado : Con fecha 18 de junio de 2024 el tribunal citó a las partes a oír sentencia.

- 34.1.15.- Nombre del juicio : “Constructora Independencia con CGE”.
Fecha de inicio : 11 de enero de 2021.
Tribunal : Tribunal de la Libre Competencia.
Rol N° : 417-2021.
Materia : Libre competencia.
Cuantía : Indeterminada.
Estado : Con fecha 13 de septiembre de 2024 fue notificada la sentencia dictada por el Tribunal de la Libre Competencia en virtud de la cual acogió parcialmente la demanda presentada por Constructora Independencia en contra de CGE, por abuso de posición dominante en la prestación y cobro de una serie de servicios accesorios al suministro eléctrico (regulados y no regulados) en la región del Maule, sancionando al pago de una multa ascendente a 178 Unidades Tributarias Anuales y ordenando adoptar como medida conductual, valorizar y determinar el precio de compra de las redes que construyen terceros y que se incorporan a la red de distribución, al menos, con el nivel de detalle que CGE informa a la SEC las obras que se ponen en servicio, según el Decreto N° 327 (artículo 215). Con fecha 28 de septiembre de 2024 CGE impugnó la sentencia con un recurso de reclamación ante la Corte Suprema, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 34.1.16.- 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 : Indemnización de perjuicios.
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, la sentencia no ha sido notificada a CGE. La demandante y demandada reconvencional presentó un recurso de apelación y casación en la forma, el que se encuentra pendiente de resolución, ordenando la notificación previa de la sentencia.
- 34.1.17.- 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 : Indemnización de perjuicios.
Cuantía : M\$ 573.444.
Estado : Con fecha 11 de septiembre fue notificada la sentencia de primera instancia, la cual rechazó en todas partes la demanda. Sentencia apelada con fecha 10 de octubre por la demandante, en relación desde el 24 de octubre de 2023.

- 34.1.18.- 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 : Indemnización de perjuicios.
Cuantía : Indeterminada. Se alega un cobro excesivo en su cuenta de electricidad.
Estado : Pendiente dictación de sentencia de primera instancia.
- 34.1.19.- 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.
Cuantía : Indeterminada. Solicita el retiro de 38 postes.
Estado : Etapa de prueba. Causa archivada.
- 34.1.20.- Nombre del juicio : "Viveros con CGE".
Fecha de inicio : 8 de julio de 2021.
Tribunal : 1° Juzgado Civil de Temuco.
Rol N° : 1.469-2021.
Materia : Indemnización de perjuicios.
Cuantía : M\$ 414.252.
Estado : Sentencia dictada el 4 de septiembre de 2024, pendiente de notificación.
- 34.1.21.- Nombre del juicio : "Ventana Minerals con CGE".
Fecha de inicio : 25 de agosto de 2021.
Tribunal : 2° Juzgado Civil de Viña del Mar.
Rol N° : 933-2021.
Materia : Demanda de declaración de prescripción.
Cuantía : M\$ 164.383.
Estado : Con fecha 15 de noviembre de 2024 se dictó sentencia, pendiente de notificación.
- 34.1.22.- 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 : Juicio colectivo por Ley del Consumidor.
Cuantía : Indeterminada.
Estado : Con fecha 8 de abril de 2024 el tribunal citó a las partes a oír sentencia.

- 34.1.23.- 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 indemnización de perjuicios.
Cuantía : UF 4.062,87.
Estado : Etapa de prueba.
- 34.1.24.- Nombre del juicio : "Agrícola Alaska con CGE".
Fecha de inicio : 15 de diciembre de 2021.
Tribunal : 1° Juzgado de 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 el denunciante presentó un recurso de Apelación. Causa en relación y pendiente de resolución.
- 34.1.25.- 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 indemnización de perjuicios.
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.
- 34.1.26.- 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 indemnización de perjuicios.
Cuantía : M\$ 9.444.050.
Estado : Citación para oír sentencia del 13 de marzo de 2024.

- 34.1.27.- 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 colectiva por Ley de Protección a los Consumidores.
Cuantía : M\$ 192.000.
Estado del juicio : Sentencia de fecha 27 de agosto de 2024, pendiente de notificación a CGE. Fue presentada apelación por la parte demandante, y del recurso se deduce que la sentencia es favorable a CGE.
- 34.1.28.- 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 : Responsabilidad contractual e indemnización de perjuicios.
Cuantía : UF 4.040 más M\$ 756.444.
Estado : Pendiente dictación de sentencia de primera instancia. La resolución que cita a oír sentencia es de fecha 6 de noviembre de 2023.
- 34.1.29.- 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 : Responsabilidad contractual e indemnización de perjuicios.
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 2.919-2024
- 34.1.30.- 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° : 9741-2021.
Materia : Indemnización de Perjuicios.
Cuantía : M\$ 583.927.
Estado : Etapa de discusión. Con fecha 11 de junio de 2024 se tuvo por contestada la demanda.

- 34.1.31.- Nombre del juicio : “Agrícola Alaska con CGE”.
Fecha de inicio : 21 de abril de 2022.
Tribunal : 1° Juzgado Civil de Curicó.
Rol N° : 481-2022.
Materia : Demanda declarativa de mera certeza.
Cuantía : Indeterminada.
Estado : Con fecha 11 de octubre de 2024 la jueza titular del tribunal declaró de oficio una inhabilidad por implicancia para seguir conociendo del juicio, remitiendo los antecedentes a la Corte de Apelaciones de Talca para que defina un tribunal incompetente. El motivo de esta implicancia es por la causal del art. 195 N°8 del Código Orgánico de Tribunales, en razón de haber resuelto otro conflicto con las mismas partes en causa diversa Rol C-1837-2021 ante ese mismo tribunal. La implicancia se encuentra pendiente de resolver por la Corte de Apelaciones.
- 34.1.32.- 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 Indemnización de perjuicios por muerte.
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. Contraparte dedujo recurso de casación con fecha 13 de diciembre de 2023, el que se encuentra pendiente. Con fecha 29 de noviembre de 2024, la Corte Suprema designa redactor para fallo el 29 de noviembre de 2024.
- 34.1.33.- Nombre del juicio : “Minera Altos de Punitaqui con CGE y CGET”.
Fecha de inicio : 27 de octubre de 2022.
Tribunal : Tribunal de la Libre Competencia.
Rol N° : 464-2022.
Materia : Demanda de libre competencia.
Cuantía : 30.000 UTM.
Estado : Etapa de prueba.
- 34.1.34.- 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 colectiva por infracción a los derechos de los consumidores.
Cuantía : M\$ 317.199.
Estado : Etapa de prueba.

- 34.1.35 Nombre del juicio : “Flores y otros con CGE”.
 Fecha inicio : 19 de diciembre de 2022.
 Tribunal : 2º Juzgado Civil de Santiago.
 Rol Nº : 14.461-2022.
 Materia : Demanda por daños en incendio.
 Cuantía : M\$ 1.791.293.
 Estado : Con fecha 14 de noviembre de 2024 el Tribunal citó a las partes a oír sentencia.
- 34.1.36.- Nombre del juicio : “Flores con CGE”.
 Fecha inicio : 20 de diciembre de 2022.
 Tribunal : 9º Juzgado Civil de Santiago.
 Rol Nº : 15.133-2022.
 Materia : Daños por incendio.
 Cuantía : M\$ 585.100.
 Estado : Con fecha 3 de junio de 2024 el tribunal citó a las partes a oír sentencia.
- 34.1.37.- 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 : Infracción Ley del Consumidor e Indemnización de perjuicios.
 Cuantía : M\$ 207.040.
 Estado : Sentencia de primera instancia favorable de fecha 27 de diciembre de 2023. La contraparte presentó apelación ante la Corte de Apelaciones, la que se encuentra pendiente.
- 34.1.38.- Nombre del juicio : “Riveros con CGE”.
 Fecha inicio : 14 de marzo de 2023.
 Tribunal : 11º Juzgado Civil de Santiago.
 Rol Nº : 3.630-2023.
 Materia : Indemnización de perjuicios.
 Cuantía : M\$ 3.421.280.
 Estado : Etapa de prueba.
- 34.1.39.- Nombre del juicio : “Plaza con CGE”.
 Fecha inicio : 17 de marzo de 2023.
 Tribunal : 10º Juzgado Civil de Santiago.
 Rol Nº : 12.776-2022.
 Materia : Indemnización de perjuicios por responsabilidad extracontractual.
 Cuantía : M\$ 153.740.
 Estado : Con fecha 9 de mayo de 2024 el tribunal citó a las partes a oír sentencia.

- 34.1.40.- 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 Nº : 486-2023.
Materia : Libre Competencia.
Cuantía : M\$ 912.795.
Estado : Etapa de prueba.
- 34.1.41.- Nombre del juicio : “González con CGE”.
Fecha inicio : 18 de abril de 2023.
Tribunal : 3° Letras de Iquique.
Rol Nº : 1.481-2023.
Materia : Demanda de indemnización de perjuicios.
Cuantía : M\$ 500.000.
Estado : Con fecha 6 de agosto de 2024 el tribunal citó a las partes a oír sentencia.
- 34.1.42.- Nombre del juicio : “ODECU con CGE”.
Fecha inicio : 10 de abril de 2023.
Tribunal : 20° Juzgado Civil de Santiago.
Rol Nº : 3.456-2023.
Materia : Demanda colectiva por infracción a los derechos de los consumidores.
Cuantía : Indeterminada.
Estado : Etapa de prueba.
- 34.1.43.- Nombre del juicio : “Frigorífico Camer Ltda. con CGE”.
Fecha inicio : 20 de abril de 2023.
Tribunal : 14° Juzgado Civil de Santiago.
Rol Nº : 11.544-2022.
Materia : Demanda de indemnización de perjuicios.
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 de 2024 se presentó un recurso de casación en la forma y apelación en contra de la sentencia.

- 34.1.44.- Nombre del juicio : "Allende con CGE".
Fecha inicio : 30 de junio de 2023.
Tribunal : 5° Juzgado Civil de Santiago.
Rol Nº : 7.767-2023.
Materia : Demanda de indemnización de perjuicios por muerte por electrocución.
Cuantía : M\$ 1.250.000.
Estado : Con fecha 6 de diciembre de 2024, se recibió la causa a prueba.
- 34.1.45.- Nombre del juicio : "Adonis Ramos y otro con CGE".
Fecha inicio : 3 de julio de 2023.
Tribunal : 2° Juzgado Civil de Santiago.
Rol Nº : 6.842-2023 (acumulada al rol 6.843-2023).
Materia : Demanda de indemnización de perjuicios por incendio.
Cuantía : M\$ 239.980.
Estado : Acumulada a la causa rol 6.843-2023 del mismo tribunal desde el 26 de marzo de 2024. Con fecha 3 de diciembre de 2024 se archivó el expediente.
- 34.1.46.- Nombre del juicio : "Soto con CGE".
Fecha inicio : 12 de julio de 2023.
Tribunal : Juzgado de Letras de Melipilla.
Rol Nº : 1.301-2023.
Materia : Demanda de término de contrato de arrendamiento.
Cuantía : Indeterminada.
Estado : Audiencia de contestación y prueba efectuada el 12 de julio de 2024, fue suspendida para evacuar traslado de excepciones opuestas, no se ha fijado fecha para nueva audiencia.
- 34.1.47.- 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 cumplimiento de contrato con indemnización de perjuicios.
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.

- 34.1.48.- Nombre del juicio : "Arratia con CGE".
Fecha inicio : 15 de septiembre de 2023.
Tribunal : Árbitro Diego Munita.
Rol Nº : 2-2023.
Materia : Demanda de indemnización de perjuicios contractual.
Cuantía : M\$ 355.460.
Estado : Etapa de prueba.
- 34.1.49.- Nombre del juicio : "Liberty Seguros con CGE".
Fecha inicio : 27 de noviembre de 2023.
Tribunal : 7º Juzgado Civil de Santiago.
Rol Nº : 13.087-2023.
Materia : Demanda de indemnización de perjuicios por incendio.
Cuantía : M\$ 188.000.
Estado : Con fecha 1 de agosto de 2024 el tribunal recibió la causa a prueba.
- 34.1.50.- Nombre del juicio : "Rivera con CGE".
Fecha inicio : 23 de enero de 2024.
Tribunal : 24º Juzgado Civil de Santiago.
Rol Nº : 19.981-2023.
Materia : Indemnización de perjuicios 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.
- 34.1.51.- Nombre del juicio : "Ingeniería y Construcción Cantagua Ltda. con CGE".
Fecha inicio : 26 de enero de 2024.
Tribunal : 4º Juzgado Civil de Santiago.
Rol Nº : 20.888-2023.
Materia : Demanda de infracción a los derechos de los consumidores.
Cuantía : M\$ 476.705.
Estado : Con fecha 11 de julio de 2024 se recibió la causa a prueba.
- 34.1.52.- Nombre del juicio : "Marcelo Triviño y otros con CGE".
Fecha inicio : 26 de enero de 2024.
Tribunal : 24º Juzgado Civil de Santiago.
Rol Nº : 21.687-2023.
Materia : Demanda de indemnización de perjuicios extracontractual por incendio.
Cuantía : M\$ 1.170.000.
Estado : Con fecha 14 de abril de 2024 se recibió la causa a prueba.

- 34.1.53.- Nombre del juicio : "Biomapsa con CGE".
Fecha inicio : 11 de marzo de 2024.
Tribunal : 3° Juzgado Civil de Concepción.
Rol Nº : 885-2024.
Materia : Demanda de indemnización de perjuicios extracontractual.
Cuantía : M\$ 1.529.494.
Estado : Con fecha 29 de noviembre de 2024 de el tribunal tuvo por subsanados los defectos que adolecía la demanda. Se encuentra en etapa de discusión.
- 34.1.54.- Nombre del juicio : "Servicios Generales 911 con CGE".
Fecha inicio : 12 de junio de 2024.
Tribunal : 10° Juzgado Civil de Santiago.
Rol Nº : 7.995-2024.
Materia : Demanda de cobro de pesos.
Cuantía : M\$ 172.718.
Estado : Etapa de discusión.
- 34.1.55.- 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 Nº : 241-2024.
Materia : Demanda de indemnización de perjuicios extracontractual por incendio de 2017.
Cuantía : M\$ 500.000.
Estado : Etapa de discusión.
- 34.1.56.- Nombre del juicio : "Conadecus con CGE Y ENEL".
Fecha inicio : 2 de julio de 2024.
Tribunal : 16° Civil de Santiago.
Rol Nº : 9.229-2024.
Materia : Demanda Colectiva por efectos de los temporales.
Cuantía : Indeterminada.
Estado : Etapa de discusión.
- 34.1.57.- Nombre del juicio : "Conadecus con CGE Y ENEL".
Fecha inicio : 8 de julio de 2024.
Tribunal : 16° Civil de Santiago.
Rol Nº : 8.278-2024.
Materia : Demanda Colectiva por efectos de los temporales.
Cuantía : Indeterminada.
Estado : Etapa de discusión.

- 34.1.58.- Nombre del juicio : "Verdugo con CGE".
Fecha inicio : 9 de julio de 2024.
Tribunal : 1° Juzgado de Policía Local de San Bernardo.
Rol N° : 2.802-5.
Materia : Demanda por infracción a los derechos de los consumidores.
Cuantía : M\$ 150.000.
Estado : Etapa de discusión.
- 34.1.59.- Nombre del juicio : "Rodríguez y otros con CGE".
Fecha inicio : 22 de Julio de 2024.
Tribunal : 1° Juzgado Civil de Antofagasta.
Rol N° : 2.743-2024.
Materia : Demanda colectiva Derechos del Consumidor.
Cuantía : Indeterminada.
Estado : Etapa de discusión.
- 34.1.60.- 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 : Cobro de pesos.
Cuantía : M\$ 391.026.
Estado : Etapa de prueba. Con fecha 25 de noviembre de 2024, se recibe la causa a prueba.
- 34.1.61.- Nombre del juicio : "Sara Farías Soto".
Fecha inicio : 6 de septiembre de 2024.
Tribunal : 1° Juzgado Civil de Iquique.
Rol : 51-2024.
Materia : Indemnización de perjuicios.
Cuantía : M\$ 400.000.
Estado : Etapa de discusión.
- 34.1.62.- 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 : Indemnización de perjuicios.
Cuantía : M\$ 649.583.
Estado : Etapa de discusión.

- 34.1.63.- Nombre del juicio : “Inmobiliaria Trikahue SpA. con CGE”.
Fecha inicio : 11 de septiembre de 2024.
Tribunal : 27° Juzgado Civil de Santiago.
Rol : 12.642-2024.
Materia : Indemnización de perjuicios.
Cuantía : M\$ 266.199.
Estado : Etapa de discusión.
- 34.1.64.- 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 indemnización de perjuicios por incendio.
Cuantía : M\$ 2.254.840.
Estado : Etapa de discusión.
- 34.1.65.- 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 indemnización de perjuicios por incendio.
Cuantía : M\$ 637.760.
Estado : Etapa de discusión.
- 34.1.66.- 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 indemnización de perjuicios.
Cuantía : Indeterminado.
Estado : Etapa de discusión.
- 34.1.67 - 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 indemnización de perjuicios.
Cuantía : Indeterminada.
Estado : Etapa de discusión.

- 34.1.68.- Nombre del juicio : “Alcaelec con CGE”.
Fecha inicio : 6 de noviembre de 2024.
Tribunal : 5° Juzgado Civil de Santiago.
Rol : 17.693-2024.
Materia : Demanda de indemnización de perjuicios por responsabilidad contractual.
Cuantía : M\$ 691.974.
Estado : Etapa de discusión.
- 34.1.69.- 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 : Etapa de discusión.

34.2.- Sanciones administrativas.

- 34.2.1.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 11.963 de fecha 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 en proceso de pago.
- 34.2.2.- 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 rechaza el reclamo, quedando firme la multa. Actualmente se encuentra en proceso de pago.
- 34.2.3.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 11.957 de fecha 4 de mayo del año 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 rechaza. Por lo mismo, se presentó recurso ante la Corte Suprema que confirma la sentencia de la Corte de Apelaciones, quedando firme la multa. Actualmente se encuentra en proceso de pago.

- 34.2.4.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 15.738 de fecha no determinada, en razón de que se dejó sin efecto como se detalla a continuación. No obstante, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles puede rectificar la sanción por lo que es una contingencia posible, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 15.000 UTM: No dar cumplimiento a las exigencias de plazos máximos para 7.417 solicitudes de conexión o ampliación de servicio de durante el año 2021. La multa se dejó sin efecto mediante Resolución N° 16.285, no obstante, atendido la magnitud de la misma y la circunstancia de que la Superintendencia de Electricidad y Combustibles mantenga su decisión de multar, existe provisión por 11.250 UTM.
- 34.2.5.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 17.944 de fecha 30 de junio del año 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 la 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 2024 la Corte Suprema rechazó la reclamación quedando firme la multa.
- 34.2.6.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 21.363 de fecha 14 de diciembre del año 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 la 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 de 2024, por lo que se presentó un recurso de apelación con el objeto de que resuelva la Corte Suprema, el cual está pendiente de resolución.
- 34.2.7.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 21.366 de fecha 14 de diciembre del año 2023, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 30.000 UTM: Incumplimiento de índice SAIDI 2021 en comunas de la Región de Maule. Con fecha 21 de diciembre de 2023 se presentó ante la 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 lo rechazó. Con fecha 23 de diciembre de 2024 se presenta recurso de apelación, el que esta pendiente de resolución.
- 34.2.8.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 21.368 de fecha 14 de diciembre del año 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 la 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 está pendiente de resolver.
- 34.2.9.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 21.369 de fecha 14 de diciembre del año 2023, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 17.000 UTM: Incumplimiento de índice SAIDI 2021 en comunas de la Región de Araucanía. Con fecha 21 de diciembre de 2023 se presentó ante la 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 sentencia el día 25 de julio 2024, por lo que se presentó un recurso de apelación para que resuelva la Corte Suprema, el que está pendiente de resolución.

- 34.2.10.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 21.373 de fecha 14 de diciembre del año 2023, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 16.000 UTM: Incumplimiento de índice SAIDI 2021 en comunas de la Región de Antofagasta. Con fecha 21 de diciembre de 2023 se presentó ante la 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 sentencia de 5 de septiembre 2024, por lo que se presentó un recurso de apelación para que resuelva la Corte Suprema, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.11.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 25.026 de fecha 6 de mayo del año 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 2024.
- 34.2.12.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 25.190 de fecha 13 de mayo del año 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 2024.
- 34.2.13.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 27.656 de fecha 16 de septiembre del año 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 está pendiente de resolución.
- 34.2.14.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 27.692 de fecha 23 de septiembre del año 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 ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles recurso de reposición el que está pendiente de resolución.
- 34.2.15.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 27.693 de fecha 23 de septiembre del año 2024, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 6.000 UTM: Incumplimiento de índice SAIDI año 2022 en comunas de la Región de Coquimbo. Con fecha 30 de septiembre de 2024 se presentó ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles recurso de reposición el que está pendiente de resolución.
- 34.2.16.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 27.723 de fecha 26 de septiembre del año 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 3 de octubre de 2024 se presentó ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles recurso de reposición el que está pendiente de resolución.
- 34.2.17.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 27.724 de fecha 26 de septiembre del año 2024, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 46.200 UTM: Incumplimiento de índice SAIDI año 2022 en comunas de la Región del Maule. Con fecha 3 de octubre de 2024 se presentó ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles recurso de reposición el que está pendiente de resolución.

34.2.18.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 29.385 de fecha 12 de diciembre del año 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.- Sanciones.

34.3.1.- De la Comisión para el Mercado Financiero.

Compañía General de Electricidad S.A., sus subsidiarias, los Directores y Ejecutivos de las empresas que componen Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias, no han sido sancionados por la Comisión para el Mercado Financiero durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023.

34.3.2.- De otras autoridades administrativas.

Los Directores y Ejecutivos no han sido sancionados por otras autoridades administrativas durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023.

La Sociedad y subsidiaria, de acuerdo a lo enunciado en la Nota 34.2 ha sido sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

34.4.- 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-M	BCGEI-N	BCGEI-P	BCGEI-Q	Créditos CD B
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	< 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	> 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	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	No Aplica	No Aplica
Razón de Endeudamiento	No Aplica	No Aplica	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-M, BCGEI-N, BCGEI-P 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-M, BCGEI-N, BCGEI-P 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	0,75 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	3,43 Veces	Trimestral	Bonos
Activos libres de garantías reales	Activos sin Garantía/ Saldo insoluto de línea N° 916	$> o = 1,2$ veces	39,36 Veces	Trimestral	Bonos
Activos libres de garantías reales	Activos sin Garantía/ Saldo insoluto de línea N° 917	$> o = 1,2$ veces	20,99 Veces	Trimestral	Bonos
Patrimonio mínimo	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	$> UF 25.000.000$	UF 38.010.992	Trimestral	Bonos
Activos en el sector Eléctrico y Gas	Activos sector eléctrico y gas/Capital insoluto línea bonos N°541	> 2 veces	51,37 Veces	Trimestral	Bonos
Activos en el sector Eléctrico y Gas	Activos sector eléctrico y gas/Capital insoluto línea bonos N°542	> 2 veces	20,21 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	97,88% de los Activos Totales	Trimestral	Bonos

Al cierre de los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 la Sociedad y todas sus subsidiarias se encuentran en cumplimiento de sus restricciones y compromisos financieros.

Con fecha 24 de septiembre de 2021, la Junta Extraordinaria de Accionista de Compañía General de Electricidad S.A., que aprobó la división social de sí misma en una sociedad continuadora y una nueva sociedad anónima abierta (CGE Transmisión S.A.).

En dicha ocasión también se aprobó que Compañía General de Electricidad S.A., se constituya en aval y/o fiador y/o codeudor solidario de CGE Transmisión S.A. respecto de todas y cada una de las obligaciones presentes o futuras emanadas de las deudas bancarias asignadas producto de la división, como asimismo de sus prórrogas, renovaciones, reprogramaciones, modificaciones, novaciones o sustituciones totales o parciales.

35.- GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.

Al cierre de los estados financieros consolidados del 31 de diciembre de 2024 y 2023 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 al 31 de diciembre de 2024 y 2023 es la siguiente:

Subsidiaria / área	31-12-2024				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Compañía General de Electricidad S.A.	61	922	72	1.055	938
CGE Magallanes S.A. y subsidiaria	7	59	62	128	123
Total	68	981	134	1.183	1.061

Subsidiaria / área	31-12-2023				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Compañía General de Electricidad S.A.	56	693	44	793	792
CGE Magallanes S.A. y subsidiaria	7	46	59	112	132
Total	63	739	103	905	924

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 31 de diciembre de 2024 y 2023:

Al 31 de diciembre de 2024.

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.	Autorizaciones sanitarias	Aprobación de Planes de Manejo de Residuos Peligrosos	Gasto	Gestión de Residuos Peligrosos	674	17-06-2024
Compañía General de Electricidad S.A.	Gestión de residuos con traza de PCB	Disposición final de residuos peligrosos con traza de PCB	Activo	Gestión de Residuos Peligrosos	16.593	01-07-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Servicio de enlace dedicado comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	438	05-01-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Consumibles sistema mitigación emisiones SCR	Consumo de urea sistemas de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Insumos generación	21.167	25-01-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Manejo datos CEMS Hitachi	Informe justificación fallas datos CEMS (cuarto trimestre 2023)	Gasto	Asesorías técnicas	530	31-01-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Servicio de enlace dedicado comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	437	07-02-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reporte de emisiones trimestre 4 2023	Impuestos verdes	Gasto	Asesorías técnicas	5.098	16-02-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Consumibles sistema mitigación emisiones SCR	Consumo de urea sistemas de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Insumos generación	30.074	25-02-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Servicio de enlace dedicado comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	439	01-03-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Manejo datos CEMS Hitachi	Servicio de soporte conexión CEMS Hitachi con SMA.	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	839	21-03-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría jurídico-ambiental EdP1 (enero-febrero)	Requerimientos de información SMA	Gasto	Asesorías técnicas	1.853	25-03-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Consumibles sistema mitigación emisiones SCR	Consumo de urea sistemas de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Insumos generación	20.973	25-03-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Servicio de enlace dedicado comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	442	05-04-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reporte de emisiones trimestre 1 2024	Impuestos verdes	Gasto	Asesorías técnicas	5.163	19-04-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría jurídico-ambiental EdP2 (marzo)	Asesoría jurídico ambiental proyectos generación Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams	Gasto	Asesorías técnicas	2.346	24-04-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Consumibles sistema mitigación emisiones SCR	Consumo de urea sistemas de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Insumos generación	20.162	25-04-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reporte emisiones unidades generadoras RETC	Registro de emisiones y transferencia de contaminantes	Gasto	Asesorías técnicas	1.489	25-04-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Servicio de soporte conexión CEMS a SMA abril 2024	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	281	30-04-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Servicio de soporte conexión CEMS a SMA abril 2024	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	284	30-04-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Servicio de enlace dedicado comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	444	03-05-2024

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.	Normalización Central Porvenir (ruido)	Segundo pago de Central Porvenir y pertinencia de Puerto Natales.	Inversión	Asesorías técnicas	29.239	16-05-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Consumibles sistema mitigación emisiones SCR	Consumo de urea sistemas de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Insumos generación	8.661	25-05-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Curso sistema de evaluación ambiental	Desarrollo de competencias técnicas	Gasto	Capacitación	750	30-05-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Servicio de soporte conexión CEMS a SMA mayo 2024	Gasto	Mantenición de grúas y equipos pesados	283	31-05-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantenición equipos CEMS	Cilindros de gases patrones para calibración CEMS	Gasto	Mantenición de grúas y equipos pesados	8.266	31-05-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Sistema mitigación de emisiones	Mantenimiento equipos de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Mantenición de grúas y equipos pesados	3.485	31-05-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Evaluación ambiental proyecto de generación eléctrica	Inversión	Pasajes y estadía	560	03-06-2024
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	446	08-06-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Evaluación ambiental proyecto de generación eléctrica	Inversión	Asesorías técnicas	38.980	10-06-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Manejo residuos	Manejo residuos peligrosos Central Puerto Natales	Gasto	Manejo de residuos peligrosos	4.170	25-06-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Consumibles sistema mitigación emisiones SCR	Consumo de urea sistemas de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Insumos generación	9.528	25-06-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reporte de emisiones trimestre 2 2024	Impuestos verdes	Gasto	Asesorías Técnicas	5.217	12-07-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Servicio de soporte conexión CEMS a SMA junio 2024	Gasto	Mantenición de grúas y equipos pesados	284	30-06-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantenición equipos CEMS	Cilindros de gases patrones para calibración CEMS	Gasto	Mantenición de grúas y equipos pesados	3.359	30-06-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Pago 50% Upgrade conexión CEMS Hitachi a la SMA	Gasto	Asesorías técnicas	1.537	30-06-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Sistema mitigación de emisiones	Mantenimiento equipos de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Manejo de residuos peligrosos	2.749	30-06-2024
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	447	03-07-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Asesoría STAR 2024-07	Inversión	Asesorías técnicas	1.877	22-07-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Asesoría STAR 2024-08	Inversión	Asesorías técnicas	1.883	22-07-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Medición caudal 50% anticipo	Inversión	Asesorías técnicas	1.398	23-07-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Consumibles sistema mitigación emisiones SCR	Consumo de urea sistemas de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Insumos generación	8.850	25-07-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240114 piloto solar	Piloto Solar Croacia n° 444	Inversión	Piloto solar croacia #444	9.025	29-07-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Pago 50% final Upgrade conexión CEMS Hitachi a la SMA	Gasto	Asesorías técnicas	1.542	31-07-2024

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-20240009 proyecto Guerrico 2024	Evaluación ambiental proyecto de generación eléctrica	Inversión	Pasajes y estadía	400	05-08-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Topógrafo Tx Guerrico 2do Pago	Inversión	Asesorías técnicas	9.000	05-08-2024
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	447	06-08-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Evaluación ambiental proyecto de generación eléctrica	Inversión	Asesorías técnicas	3.008	13-08-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Sociabilización de proyecto PW	Inversión	Asesorías técnicas	1.120	19-08-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Evaluación ambiental proyecto de generación eléctrica	Inversión	Pasajes y estadía	320	19-08-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Evaluación ambiental proyecto de generación eléctrica	Inversión	Pasajes y estadía	124	23-08-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Evaluación ambiental proyecto de generación eléctrica	Inversión	Pasajes y estadía	124	23-08-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Consumibles sistema mitigación emisiones SCR	Consumo de urea sistemas de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Insumos generación	51.300	25-08-2024
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	449	01-09-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Evaluación ambiental proyecto de generación eléctrica	Inversión	Asesorías técnicas	4.974	16-09-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Pago 50% validación anual CEMS Hitachi a la SMA	Gasto	Asesorías técnicas	5.278	23-09-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Evaluación ambiental proyecto de generación eléctrica	Inversión	Asesorías técnicas	39.691	25-09-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Consumibles sistema mitigación emisiones SCR	Consumo de urea sistemas de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Insumos generación	8.250	25-09-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría jurídico-ambiental EdP6 (Julio)	Asesoría jurídico ambiental estrategia cumplimiento disposiciones ambientales	Gasto	Asesorías técnicas	3.789	25-09-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Asesoría STAR septiembre 2024	Inversión	Asesorías técnicas	1.896	30-09-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Evaluación ambiental proyecto de generación eléctrica	Inversión	Pasajes y estadía	320	01-10-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Evaluación ambiental proyecto de generación eléctrica	Inversión	Pasajes y estadía	204	07-10-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Manejo residuos	Manejo residuos peligrosos Central Puerto Natales	Gasto	Manejo de residuos peligrosos	5.299	10-10-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Evaluación ambiental proyecto de generación eléctrica	Inversión	Pasajes y estadía	560	11-10-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Evaluación ambiental proyecto de generación eléctrica	Inversión	Pasajes y estadía	101	14-10-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Caja consultas	Inversión	Insumo	70	16-10-2024

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.	Reporte de emisiones trimestre 3 2024	Impuestos verdes	Gasto	Asesorías técnicas	5.268	25-10-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Consumibles sistema mitigación emisiones SCR	Consumo de urea sistemas de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Insumos generación	17.315	28-10-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Servicio de mantención CEMS Hitachi	Gasto	Asesorías técnicas	8.881	31-10-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Pago 50% final validación anual CEMS Hitachi	Gasto	Asesorías técnicas	5.287	31-10-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Medición caudal - visita terreno 2	Inversión	Asesorías Técnicas	1.410	12-11-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Medición caudal - visita terreno 3	Inversión	Pasajes y estadía	260	15-11-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Medición Caudal - visita terreno 4	Inversión	Pasajes y estadía	186	15-11-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Consumibles sistema mitigación emisiones SCR	Consumo de urea sistemas de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Insumos generación	17.315	26-11-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría jurídico-ambiental EdP2 (marzo)	Asesoría jurídico ambienta respuesta Res. Ex SMA	Gasto	Asesorías técnicas	3.056	26-11-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Diseño Puente Guerrico - anticipo 70%	Inversión	Asesorías Técnicas	5.806	26-11-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Rendición Bocatoma y sala de generación	Inversión	Insumo	235	28-11-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Validación anual CEMS Hitachi (Pos mantención)	Gasto	Asesorías técnicas	5.327	30-11-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Servicio de mantención CEMS Hitachi	Gasto	Asesorías técnicas	2.808	30-11-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Sistema mitigación de emisiones	Mantenimiento equipos de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Asesorías técnicas	7.255	30-11-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Manejo residuos	Manejo residuos peligrosos Central Puerto Natales	Gasto	Manejo de residuos peligrosos	5.742	04-12-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría jurídico-ambiental (sep - oct)	Asesoría jurídico ambiental estrategia cumplimiento disposiciones ambientales (RCA)	Gasto	Asesorías técnicas	4.214	05-12-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240204 elaboración día Porvenir	Asesoría jurídico ambiental día Porvenir (revisión de informes y estrategia)	Inversión	Regularización permisos ambientales Central Porvenir	3.789	18-12-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240204 elaboración día Porvenir	Asesoría jurídico ambiental día Porvenir (revisión de informes y estrategia)	Inversión	Regularización permisos ambientales Central Porvenir	6.267	18-12-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240204 elaboración día Porvenir	Asesoría jurídico ambiental día Porvenir (revisión de informes y estrategia)	Inversión	Regularización permisos ambientales Central Porvenir	1.879	18-12-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240203 elaboración día Puerto Natales	Asesoría jurídico ambiental día Puerto Natales (revisión de informes y estrategia)	Inversión	Regularización permisos ambientales Central Puerto Natales	4.371	18-12-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240203 elaboración día Puerto Natales	DSS Elaboración consulta de pertinencia	Inversión	Regularización permisos ambientales Central Puerto Natales	4.606	18-12-2024

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-20240203 elaboración día Puerto Natales	Norma Gestión. Término contrato EEMG N°073/2023 (elaboración estudios ambientales)	Inversión	Regularización permisos ambientales Central Puerto Natales	6.426	18-12-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240204 elaboración día Porvenir	DSS Elaboración consulta de pertinencia	Inversión	Regularización permisos ambientales Central Porvenir	4.606	18-12-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240204 elaboración día Porvenir	Norma Gestión. Término contrato EEMG N°074/2023 (elaboración estudios ambientales)	Inversión	Regularización permisos ambientales Central Porvenir	7.533	18-12-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Evaluación ambiental proyecto de generación eléctrica (EDP 3 de 3, estudio humedales 30%)	Inversión	Asesorías Técnicas	2.164	20-12-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDIS-20240009 proyecto Guerrico 2024	Análisis legal día	Inversión	Asesorías Técnicas	3.152	23-12-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Consumibles sistema mitigación emisiones SCR	Consumo de urea sistemas de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Insumos generación	26.010	31-12-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Sistema mitigación de emisiones	Mantenimiento compresor equipos de mitigación de emisiones SCR	Gasto	Mantenición de grúas y equipos pesados	1.453	31-12-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Servicio de enlce dedicado comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantenición de grúas y equipos pesados	451	07-10-2024
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Servicio de enlce dedicado comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantenición de grúas y equipos pesados	452	11-11-2024
Totales					572.510	

Al 31 de diciembre de 2023.

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 cierta o estimada en que los desembolsos a futuro serán efectuados
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mediciones de ruido Punta Arenas CTP	Seguimiento RCA Central Tres Puentes	Gasto	Asesorías técnicas	2.277	22-12-2023
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Servicio de monitoreo calidad de aire Punta Arenas CTP	Seguimiento RCA Central Tres Puentes	Gasto	Asesorías técnicas	22.181	22-12-2023
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Disposición residuos peligrosos	Disposición residuos de las centrales generadoras de Edelmag	Gasto	Manejo de residuos peligrosos	4.441	21-12-2023
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría jurídico-ambiental EdP4	Requerimientos de información de la SMA	Gasto	Asesorías técnicas	5.322	20-12-2023
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría jurídico-ambiental EdP5	Requerimientos de información de la SMA	Gasto	Asesorías técnicas	5.066	20-12-2023
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría jurídico-ambiental EdP6	Requerimientos de información de la SMA	Gasto	Asesorías técnicas	4.295	20-12-2023
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría línea base huella de carbono 2023 EdP1	Implementación estrategia ESG	Gasto	Asesorías técnicas	3.268	18-12-2023

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 cierta o estimada en que los desembolsos a futuro serán efectuados
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría línea base huella de carbono 2023 EdP2	Implementación estrategia ESG	Gasto	Asesorías técnicas	1.307	18-12-2023
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría línea base huella de carbono 2023 EdP3	Implementación estrategia ESG	Gasto	Asesorías técnicas	1.961	18-12-2023
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	435	06-12-2023
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Upgrade sistema CEMS TG Hitachi CTP	Costos asociados a Asesoría de Silentium.	Inversión	Asesorías técnicas	325	01-12-2023
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Disposición residuos peligrosos	Gestión para la disposición final de transformador con trazas de PCB	Inversión	Renovación equipos red distribución	27.753	01-12-2023
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantenimiento CEMS HITACHI	Servicio de mantención preventiva del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi.	Gasto	Asesorías técnicas	5.251	30-11-2023
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Manejo datos CEMS Hitachi	Elaboración informe de falla T3-2023	Gasto	Asesorías técnicas	526	30-11-2023
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Upgrade sistema CEMS TG Hitachi CTP	Repuestos asociados al proyecto CEMS	Inversión	Asesorías técnicas	3.136	09-11-2023
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Upgrade sistema CEMS TG Hitachi CTP	AyT - Serv. Actualización Soft Ambilogger	Inversión	Mantenimiento de maquinarias y equipos	5.687	08-11-2023
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Servicio de enlace dedicado comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantenimiento de grúas y equipos pesados	433	07-11-2023
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Provisión de gases de calibración CEMS	Provisión de cinco cilindros de gases de calibración	Gasto	Mantenimiento de maquinarias y equipos	1.171	31-10-2023
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría jurídico-ambiental EdP3	Requerimientos de información de la SMA	Gasto	Asesorías técnicas	2.089	25-10-2023
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reporte IIVV trimestre 3 2023	Impuestos verdes	Gasto	Asesorías técnicas	5.055	25-10-2023
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	3a Etapa insonorización Central Tres Puentes	Servicio de ingeniería acústica. Levantamiento acústico en CTP.	Inversión	Asesorías técnicas	6.500	04-10-2023
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Disposición residuos peligrosos	Disposición residuos de las centrales generadoras de Edelmag	Gasto	Manejo de residuos peligrosos	8.608	03-10-2023
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Servicio de enlace dedicado comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantenimiento de grúas y equipos pesados	431	02-10-2023
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Validación anual sistema de monitoreo continuo de emisiones (CEMS) TG Hitachi	Elaboración aviso de ejecución de ensayo de validación (Adicionales)	Gasto	Asesorías técnicas	2.283	30-09-2023
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Gestión de datos CEMS	Servicio de gestión de datos CEMS	Gasto	Asesorías técnicas	257	30-09-2023
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Porvenir	Actualización modelo acústico Sound Plan Central Porvenir	Inversión	Mantenimiento de maquinarias y equipos	6.500	14-09-2023
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Servicio de enlace dedicado comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantenimiento de grúas y equipos pesados	430	01-09-2023
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Validación anual sistema de monitoreo continuo de emisiones (CEMS) TG Hitachi	Elaboración aviso de ejecución de ensayo de validación	Gasto	Asesorías técnicas	13.340	31-08-2023

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 cierta o estimada en que los desembolsos a futuro serán efectuados
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Gestión de datos CEMS	Servicio de gestión de datos CEMS	Gasto	Mantenión de grúas y equipos pesados	238	31-08-2023
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Upgrade sistema CEMS TG Hitachi CTP	AyT - Suministro Servidor HPE DL360	Inversión	Mantenión de maquinarias y equipos	7.897	25-08-2023
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Upgrade sistema CEMS TG Hitachi CTP	AyT - Serv. Actualización Soft Ambilogger	Inversión	Mantenión de maquinarias y equipos	7.112	25/08/2023
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría jurídico-ambiental EdP1	Requerimientos de información de la SMA	Gasto	Asesorías técnicas	5.325	25-08-2023
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría jurídico-ambiental EdP2	Requerimientos de información de la SMA	Gasto	Asesorías técnicas	9.296	25-08-2023
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Medición cámara acústica CTP.	Inversión	Mantenión de maquinarias y equipos	3.683	22-08-2023
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	429	03-08-2023
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reporte IIVV trimestre 2023	Impuestos verdes	Gasto	Asesorías técnicas	5.001	01-08-2023
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	430	01-07-2023
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Provisión de gases de calibración CEMS	Provisión de cinco cilindros de gases de calibración	Gasto	Mantenión de maquinarias y equipos	8.675	30-06-2023
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Abr)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi.	Gasto	Asesorías técnicas	1.024	23-06-2023
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Disposición residuos peligrosos	Disposición residuos de las centrales generadoras de Edelmag	Gasto	Manejo de residuos peligrosos	4.807	08-06-2023
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	429	06-06-2023
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Respuesta res. ex. 585 SMA	Requerimientos de información de la SMA	Gasto	Asesorías técnicas	2.836	26-05-2023
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Respuesta res. ex. 647 SMA	Requerimientos de información de la SMA	Gasto	Asesorías técnicas	1.441	26-05-2023
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Provisión de gases de calibración CEMS	Provisión de tres cilindros de gases de calibración	Gasto	Mantenión de maquinarias y equipos	3.605	22-05-2023
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Respuesta res. Ex. 783 SMA	Requerimientos de información de la SMA	Gasto	Asesorías técnicas	2.159	16-05-2023
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asistencia remota sistema de monitoreo continuo de emisiones (CEMS)	Pago plataforma web datos emisiones y calibraciones CEM	Gasto	Asesorías técnicas	3.998	15-05-2023
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	427	04-05-2023
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Estimación de emisiones (calculadora IIVV)	Impuestos verdes	Gasto	Asesorías técnicas	8.026	17-04-2023
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reporte emisiones unidades generadoras RETC	Registro de emisiones y transferencia de contaminantes	Gasto	Asesorías técnicas	1.427	17-04-2023

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 cierta o estimada en que los desembolsos a futuro serán efectuados
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Provisión de mantas acústicas TG4 y TG8	Inversión	Asesorías técnicas	5.743	06-04-2023
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Instalación de manta acústica en TG4	Inversión	Mantenición de maquinarias y equipos	1.650	06-04-2023
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	423	04-04-2023
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Disposición residuos peligrosos	Disposición residuos de las centrales generadoras de Edelmag	Gasto	Manejo de residuos peligrosos	2.406	01-04-2023
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Medición de ruido centrales Edelmag	Inversión	Asesorías técnicas	3.664	30-03-2023
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	423	03-03-2023
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asistencia remota sistema de monitoreo continuo de emisiones (CEMS)	Revisión data cuarto trimestre 2022	Gasto	Asesorías técnicas	117	23-02-2023
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Ene-Feb)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi.	Gasto	Asesorías técnicas	832	21-02-2023
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reportes CEMS - Aseguramiento de calidad	Carga de datos de aseguramiento de calidad en Seafire	Gasto	Asesorías técnicas	290	21-02-2023
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Servicio de reportabilidad de emisiones año 2022 para impuestos verdes en Edelmag trimestre IV	Impuestos verdes	Gasto	Asesorías técnicas	3.313	07-02-2023
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	420	06-02-2023
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reporte IIVV trimestre 4 2022	Impuestos verdes	Gasto	Asesorías técnicas	3.311	02-02-2023
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Disposición residuos peligrosos	Disposición residuos de las centrales generadoras de Edelmag	Gasto	Manejo de residuos peligrosos	2.816	16-01-2023
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	418	01-01-2023
Totales					244.419	

38.- NIIF 5 - OPERACIÓN DISCONTINUADA.

38.1.- Discontinuación del negocio de televisión por cable.

Tal como se indicó en nota 3.1.1., Con fecha 27 de septiembre de 2023, se efectuó Junta Extraordinaria de Accionistas la subsidiaria TV Red S.A., cuyas materias fueron:

- a) Aprobar el cierre operativo de TV Red S.A., el que deberá producirse a más tardar el día 31 de diciembre de 2023.
- b) Aprobar instruir al directorio de TV Red S.A. para que defina e implemente un plan con la modalidad y las acciones conducentes al cierre operativo de TV Red S.A., con especial énfasis en la relación con los clientes, proveedores, trabajadores y autoridades.
- c) Aprobar la contratación de un servicio de valoración de activos y patrimonio.

En dicha Junta se aprobaron todas las materias propuestas y se encomendó al Directorio de TV Red S.A. para que defina a la mayor brevedad posible un plan de Cierre que contenga la modalidad y acciones conducentes al cierre operativo de la Sociedad a más tardar el 31 de diciembre de 2023.

Con fecha 4 de diciembre de 2023, se efectuó Junta Extraordinaria de Accionistas de la subsidiaria TV Red S.A., cuyas materias fueron:

- a) Dar cuenta de la ejecución exitosa del plan de cierre operativo de la Sociedad, según lo acordado en Junta Extraordinaria de Accionistas de fecha 27 de septiembre de 2023.
- b) Dar cuenta del proceso de venta de activos de la Sociedad, acaecido con fecha 30 de noviembre de 2023.
- c) Transformar la Sociedad desde una sociedad anónima cerrada a una sociedad por acciones, la que regirá por sus estatutos sociales, por las disposiciones de los artículos 424 y siguientes del Código de Comercio y las demás disposiciones legales que le sean aplicables.
- d) Acordar el texto de los estatutos de la sociedad.
- e) Adoptar los demás acuerdos necesarios para llevar a efecto lo resuelto por la Junta.

En dicha Junta se aprobaron todas las materias propuestas. Respecto a la aprobación de la letra c) precedente, el accionista minoritario Sociedad Inmobiliaria y de Inversiones Otway S.A. manifestó su oposición a la transformación social de TV Red S.A. en una sociedad por acciones, y en dicha oportunidad manifestó que haría uso y ejercería su derecho a retiro.

Con fecha 4 de diciembre de 2023, el accionista minoritario Sociedad Inmobiliaria y de Inversiones Otway S.A., formalizó por escrito, y debidamente representado el ejercicio del derecho a retiro de la Sociedad TV Red S.A.

Con fecha 5 de diciembre de 2023, se pagó a Sociedad Inmobiliaria y de Inversiones Otway S.A. el valor correspondiente al Derecho a retiro ejercido.

Con fecha 5 de diciembre de 2023, se inscribe en el conservador de bienes raíces de Punta Arenas la transformación social de TV Red S.A. en una sociedad por acciones que se denomina TV Red SpA.

Mediante escritura pública de fecha 18 de diciembre de 2023, se dejó constancia que, con fecha 15 de diciembre de 2023, TV Red SpA. disminuyó de pleno derecho su capital a la suma de M\$ 755.284, dividido en 387 acciones ordinarias todas de propiedad del accionista controlador Empresa Eléctrica de Magallanes S.A., producto del ejercicio del derecho a retiro ejercido por Sociedad Inmobiliaria y de Inversiones Otway S.A., descrito precedentemente.

Mediante escritura pública de fecha 28 de diciembre de 2023, se declara que, con fecha 27 de diciembre de 2023, se produjo la disolución de TV Red SpA. de acuerdo a lo preceptuado en el numeral dos del artículo 103 de la Ley N°18.046, por haberse reunido el 100% de las acciones en manos de un solo accionista por un plazo ininterrumpido de más de diez días. Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. se ha hecho cargo de todos los activos y pasivos de TV Red SpA., por constituirse en su sucesora legal en todos sus derechos y obligaciones.

Producto de lo anterior, y debido al cierre operativo y disolución de la subsidiaria TV Red SpA. se ha dejado de consolidar línea a línea el negocio de televisión por cable según se detalla en la presente nota y el resultado para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2023 se muestra en el rubro “Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas”.

- a) A continuación se presenta la apertura de los ingresos y gastos de las operaciones discontinuadas en el Estado Consolidado de Resultados por Función por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2023:

ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS POR FUNCIÓN
Al 31 de diciembre de 2023.
(Expresado en miles de pesos chilenos (M\$))

	Sin TV Red SpA.	Con TV Red SpA.	Operación Discontinuada
ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCIÓN	01-01-2023 31-12-2023 M\$	01-01-2023 31-12-2023 M\$	01-01-2023 31-12-2023 M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	2.081.914.793	2.085.230.966	3.316.173
Costo de ventas.	(1.809.283.828)	(1.813.384.662)	(4.100.834)
Ganancia bruta	272.630.965	271.846.304	(784.661)
Otros ingresos, por función.	9.280.648	9.280.648	
Gasto de administración.	(109.618.694)	(110.761.851)	(1.143.157)
Pérdidas por deterioro de valor (ganancias por deterioro de valor y reversión de pérdidas por deterioro de valor) determinadas de acuerdo con la NIIF 9.	(66.943.935)	(67.383.244)	(439.309)
Otras ganancias (pérdidas).	(4.871.398)	(5.310.555)	(439.157)
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales	100.477.586	97.671.302	(2.806.284)
Ingresos financieros.	21.988.449	21.990.229	1.780
Costos financieros.	(73.041.318)	(73.298.604)	(257.286)
Diferencias de cambio.	(2.315.108)	(2.345.586)	(30.478)
Resultados por unidades de reajuste.	(33.455.883)	(33.453.420)	2.463
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	13.653.726	10.563.921	(3.089.805)
Beneficio (gasto) por impuestos a las ganancias.	4.043.555	3.688.581	(354.974)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	17.697.281	14.252.502	(3.444.779)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.	(3.444.779)		3.444.779
Ganancia (pérdida)	14.252.502	14.252.502	0
Ganancia (pérdida) atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	12.089.319	12.089.319	0
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras.	2.163.183	2.163.183	
Ganancia (pérdida)	14.252.502	14.252.502	0

- b) A continuación se presenta la apertura del Estado Consolidado de Flujo de Efectivo Directo de acuerdo a las operaciones discontinuadas por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2023:

ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO

Al 31 de diciembre de 2023.

(Expresado en miles de pesos chilenos (M\$))

	Sin TV Red SpA.	Con TV Red SpA.	Operación Discontinuada
ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR MÉTODO DIRECTO	01-01-2023 31-12-2023 M\$	01-01-2023 31-12-2023 M\$	01-01-2023 31-12-2023 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.	2.109.327.784	2.113.259.127	3.931.343
Otros cobros por actividades de operación.	5.584.597	5.584.597	
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.	(2.060.901.977)	(2.065.728.558)	(4.826.581)
Pagos a y por cuenta de los empleados.	(32.426.874)	(33.311.285)	(884.411)
Otros pagos por actividades de operación.	(856.133)	(1.451.990)	(595.857)
Otros cobros y pagos de operación			
Intereses recibidos.	9.616.979	9.616.979	
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).	(794.274)	(781.511)	12.763
Otras entradas (salidas) de efectivo.	(13.694.795)	(13.694.795)	
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	15.855.307	13.492.564	(2.362.743)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas.	(5.679.697)	(5.679.697)	
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.	1.083.281	1.210.281	127.000
Compras de propiedades, planta y equipo.	(246.599.293)	(246.599.293)	
Compras de activos intangibles.	(8.689.786)	(8.689.786)	
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(259.885.495)	(259.758.495)	127.000
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Total importes procedentes de préstamos.	113.756.479	113.756.479	0
- Importes procedentes de préstamos de largo plazo.	103.000.000	103.000.000	
- Importes procedentes de préstamos de corto plazo.	10.756.479	10.756.479	
Préstamos de entidades relacionadas.	170.191.729	170.191.729	
Pagos de préstamos.	(36.443.698)	(36.443.698)	
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros.	(5.676.306)	(5.676.306)	
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.	(4.630.353)	(2.128.353)	2.502.000
Dividendos pagados.	(13.178.227)	(13.178.227)	
Intereses recibidos.	68.189.208	67.947.995	(241.213)
Intereses pagados.	(57.461.982)	(57.461.982)	
Otras entradas (salidas) de efectivo.	(55.121)	(80.165)	(25.044)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	234.691.729	236.927.472	2.235.743
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios	(9.338.459)	(9.338.459)	0
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.	(67.417)	(67.417)	
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	(9.405.876)	(9.405.876)	0
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período.	32.826.815	32.826.815	
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	23.420.939	23.420.939	0

39.- OTRAS MATERIAS.

Los honorarios acordados por Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias a los auditores externos EY Servicios Profesionales de Auditoría y Asesorías Ltda. durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2024 y 2023 son las siguientes:

Honorarios pagados a auditores	31-12-2024 M\$	31-12-2023 M\$
Servicios de auditoría.	309.692	201.708
Total	309.692	201.708

40.- HECHOS POSTERIORES.

Entre el 31 de diciembre de 2024, fecha de cierre de los estados financieros consolidados, y su fecha de presentación, no han ocurrido hechos significativos de carácter financiero-contable que pudieran afectar el patrimonio de la Sociedad o la interpretación de éstos.