



COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

**(Expresados en miles de pesos chilenos)
Correspondientes a los periodos terminados al
31 de marzo de 2023 y 2022**



CONTENIDO

I. ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS.

ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO.

Activos.

Patrimonio y pasivos.

ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE RESULTADOS POR FUNCIÓN.

ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE RESULTADOS INTEGRAL.

ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO.

ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO.

II. NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS.

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



COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO
Al 31 de marzo de 2023 (no auditado) y 31 de diciembre de 2022
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ACTIVOS	Nota	31-03-2023 M\$	31-12-2022 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo.	6	77.833.998	32.826.815
Otros activos financieros.	7		53.566.429
Otros activos no financieros.	12	4.856.468	3.024.181
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	8	469.925.496	450.662.188
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	9	5.358.770	5.504.850
Inventarios.	10	3.666.266	3.357.705
Activos por impuestos.	11	1.696.055	1.386.255
Total activos corrientes		563.337.053	550.328.423
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros.	7	16.849.111	15.913.980
Otros activos no financieros.	12	8.280	8.280
Cuentas por cobrar.	8	1.162.989.062	1.056.801.236
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	14	623.555.976	624.456.554
Plusvalía.	15	161.446.233	161.446.233
Propiedades, planta y equipo.	17	1.327.104.131	1.296.488.784
Propiedad de inversión.	16	7.675.048	7.675.048
Activos por derecho de uso.	25	8.756.761	9.942.639
Activos por impuestos diferidos.	19	45.009.273	44.259.556
Total activos no corrientes		3.353.393.875	3.216.992.310
TOTAL ACTIVOS		3.916.730.928	3.767.320.733

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO
Al 31 de marzo de 2023 (no auditado) y 31 de diciembre de 2022
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-03-2023 M\$	31-12-2022 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	20	64.564.332	49.731.934
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	21	279.487.374	274.231.675
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	9	111.828.573	58.744.981
Otras provisiones.	22	17.157.372	24.475.750
Otros pasivos no financieros.	24	38.120.629	37.473.845
Pasivos por arrendamientos.	25	4.148.229	4.432.014
Total pasivos corrientes		515.306.509	449.090.199
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	20	815.550.423	828.164.898
Cuentas por pagar.	21	1.100.035.861	1.010.308.649
Pasivo por impuestos diferidos.	19	20.725.212	20.564.669
Provisiones por beneficios a los empleados.	23	23.814.200	24.985.504
Pasivos por arrendamientos.	25	5.827.250	6.702.730
Total pasivos no corrientes		1.965.952.946	1.890.726.450
TOTAL PASIVOS		2.481.259.455	2.339.816.649
PATRIMONIO			
Capital emitido.	26	1.232.423.425	1.232.423.425
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	26	271.722.990	264.853.494
Otras reservas.	26	(104.598.579)	(105.380.532)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.		1.399.547.836	1.391.896.387
Participaciones no controladoras.	26	35.923.637	35.607.697
Total patrimonio		1.435.471.473	1.427.504.084
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		3.916.730.928	3.767.320.733

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE RESULTADOS POR FUNCIÓN

Por los periodos de tres meses terminados al 31 de marzo de 2023 y 2022 (No auditados).
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCIÓN	del al	01-01-2023 31-03-2023	01-01-2022 31-03-2022
	Nota	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	27	609.090.878	425.573.458
Costo de ventas.	28	(563.372.640)	(397.712.442)
Ganancia bruta		45.718.238	27.861.016
Otros ingresos, por función.	27	2.375.062	2.438.242
Gasto de administración.	28	(29.393.168)	(24.529.455)
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	(2.525.531)	(4.573.511)
Otras ganancias (pérdidas).	28	1.592.915	1.136.891
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.		17.767.516	2.333.183
Ingresos financieros.	29	6.386.006	6.297.178
Costos financieros.	29	(14.858.258)	(14.749.443)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera.	29	4.290.818	1.265.231
Resultados por unidades de reajuste.	29	(6.824.724)	(6.611.438)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto		6.761.358	(11.465.289)
Gasto por impuestos a las ganancias.	30	440.697	9.466.210
Ganancia (pérdida)		7.202.055	(1.999.079)
Ganancia (pérdida) atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.		6.869.496	(2.585.069)
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras.	26	332.559	585.990
Ganancia (pérdida)		7.202.055	(1.999.079)
Ganancias por acción			
Ganancia por acción básica y diluida (\$ por acción)			
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas.		3,40	(1,28)
Ganancia (pérdida) por acción básica.	31	3,40	(1,28)

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE RESULTADO INTEGRAL

Por los periodos de tres meses terminados al 31 de marzo de 2023 y 2022 (No auditados).
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DEL RESULTADO INTEGRAL	del al	01-01-2023 31-03-2023	01-01-2022 31-03-2022
	Nota	M\$	M\$
Ganancia (pérdida)		7.202.055	(1.999.079)
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	1.301.913	(1.994.520)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos.		1.301.913	(1.994.520)
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	(253.503)	6.464.266
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo.		(253.503)	6.464.266
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado de período, antes de impuestos.		(253.503)	6.464.266
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos.		1.048.410	4.469.746
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	(351.517)	538.520
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período.		(351.517)	538.520
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período.			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral.	26.8	68.446	(1.745.352)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período.		68.446	(1.745.352)
Otro resultado integral.		765.339	3.262.914
Total resultado integral.		7.967.394	1.263.835
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora.		7.651.449	748.762
Resultado integral atribuible a participaciones no controladas.		315.945	515.073
Total resultado integral.		7.967.394	1.263.835

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
 Por los periodos de tres meses terminados al 31 de marzo de 2023 y 2022 (No auditados).
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	Reservas				Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio		
		Reservas de coberturas de flujo de efectivo	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Total reservas		Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Patrimonio al comienzo del 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)						6.869.496	6.869.496	332.559	7.202.055
Otro resultado integral		(185.057)	967.010		781.953		781.953	(16.614)	765.339
Total resultado integral	0	(185.057)	967.010	0	781.953	6.869.496	7.651.449	315.945	7.967.394
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.					0		0	(5)	(5)
Total incremento (disminución) en el patrimonio	0	(185.057)	967.010	0	781.953	6.869.496	7.651.449	315.940	7.967.389
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de marzo de 2023	1.232.423.425	435.130	(1.248.037)	(103.785.672)	(104.598.579)	271.722.990	1.399.547.836	35.923.637	1.435.471.473

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
 Por los periodos de tres meses terminados al 31 de marzo de 2023 y 2022 (No auditados).
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	Reservas				Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio		
		Reservas de coberturas de flujo de efectivo	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Total reservas		Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Patrimonio al comienzo del ejercicio al 1 de enero de 2022	1.232.423.425	7.168.960	(46.268)	(103.785.672)	(96.662.980)	237.950.449	1.373.710.894	35.736.477	1.409.447.371
Cambios en patrimonio									
Resultado integral									
Ganancia (pérdida)						(2.585.069)	(2.585.069)	585.990	(1.999.079)
Otro resultado integral		4.718.914	(1.385.083)		3.333.831		3.333.831	(70.917)	3.262.914
Total resultado integral	0	4.718.914	(1.385.083)	0	3.333.831	(2.585.069)	748.762	515.073	1.263.835
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.					0		0	20	20
Total incremento (disminución) en el patrimonio	0	4.718.914	(1.385.083)	0	3.333.831	(2.585.069)	748.762	515.093	1.263.855
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de marzo de 2022	1.232.423.425	11.887.874	(1.431.351)	(103.785.672)	(93.329.149)	235.365.380	1.374.459.656	36.251.570	1.410.711.226

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO
Por los periodos de tres meses terminados al 31 de marzo de 2023 y 2022 (No auditados).
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	del al Nota	01-01-2023 31-03-2023 M\$	01-01-2022 31-03-2022 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.		606.371.724	456.883.202
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas.		304.135	48.404
Otros cobros por actividades de operación.	6.2	6.774	7.784
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.		(584.309.777)	(463.045.298)
Pagos a y por cuenta de los empleados.		(9.081.016)	(12.109.785)
Otros pagos por actividades de operación.	6.2	(224.164)	(698.806)
Otros cobros y pagos de operación			
Intereses recibidos.		2.446.426	2.455.405
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).		(575.996)	(610.961)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		(4.476.251)	(507.052)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		10.461.855	(17.577.107)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.		158.043	162.190
Compras de propiedades, planta y equipo.		(50.443.921)	(38.406.959)
Compras de activos intangibles.		(2.217.284)	(1.403.511)
Importes procedentes de subvenciones del gobierno.			228.021
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(52.503.162)	(39.420.259)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Total importes procedentes de préstamos.		0	2.360.000
- Importes procedentes de préstamos de largo plazo.	6.3		2.360.000
Préstamos de entidades relacionadas.	6.3	52.290.562	156.894
Pagos de préstamos.	6.3	(5.663.555)	(7.289.904)
Pagos de pasivos por arrendamientos		(1.366.104)	(1.370.269)
Intereses recibidos.		61.054.450	4.348.673
Intereses pagados.	6.3	(19.284.060)	(15.410.061)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		(156)	(39.636)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		87.031.137	(17.244.303)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios		44.989.830	(74.241.669)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.		17.353	157.641
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		45.007.183	(74.084.028)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.		32.826.815	223.143.677
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio	6	77.833.998	149.059.649

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ÍNDICE A LAS NOTAS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS
Correspondientes al 31 de marzo de 2023 y 2022

1.-	INFORMACIÓN GENERAL.	12
2.-	DESCRIPCIÓN DE LOS SECTORES DONDE PARTICIPA COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS.	12
2.1.-	Sector electricidad.	12
3.-	RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLÍTICAS CONTABLES.	18
3.1.-	Bases de preparación de los estados financieros consolidados intermedios.	18
3.2.-	Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas por Compañía General de Electricidad S.A.	19
3.3.-	Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2023, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.	20
3.4.-	Bases de consolidación.	22
3.5.-	Entidades subsidiarias.	24
3.6.-	Transacciones en moneda extranjera y unidades de reajuste.	25
3.7.-	Información financiera por segmentos operativos.	26
3.8.-	Propiedades, planta y equipo.	26
3.9.-	Propiedades de inversión.	27
3.10.-	Menor valor o plusvalía comprada (Goodwill).	28
3.11.-	Activos intangibles distintos de la plusvalía.	28
3.12.-	Costos por intereses.	29
3.13.-	Deterioro de activos no financieros.	30
3.14.-	Activos no corrientes mantenidos para la venta y grupos en disposición.	30
3.15.-	Activos financieros.	30
3.16.-	Inventarios.	34
3.17.-	Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	34
3.18.-	Efectivo y equivalentes al efectivo.	34
3.19.-	Capital social.	34
3.20.-	Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	34
3.21.-	Préstamos y otros pasivos financieros.	34
3.22.-	Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.	35
3.23.-	Obligaciones por beneficios post empleo u otros similares.	35
3.24.-	Provisiones.	37
3.25.-	Subvenciones estatales.	37
3.26.-	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.	38
3.27.-	Reconocimiento de ingresos.	38
3.28.-	Arrendamientos.	39
3.29.-	Distribución de dividendos.	40
3.30.-	Costo de ventas.	40
3.31.-	Estado de flujos de efectivo.	40
4.-	ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRÍTICOS DE LA ADMINISTRACIÓN.	40
4.1.-	Estimación del deterioro de la plusvalía comprada y activos no corrientes de vida útil indefinida.	41
4.2.-	Valor razonable de derivados y de otros instrumentos financieros.	41
4.3.-	Beneficios por Indemnizaciones por cese pactadas (PIAS) y premios por antigüedad.	41
4.4.-	Reconocimiento de ingresos y costos de energía - Efectos de Precios de Contratos de Suministro y de Precios de Subtransmisión.	41
5.-	POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.	44
5.1.-	Riesgo financiero.	44

6.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.	51
6.1.- Composición del rubro.	51
6.2.- Detalles flujos de efectivo.	52
6.3.- Conciliación de los pasivos que surgen de las actividades de financiamiento.	52
7.- OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.	53
7.1.- Activos y pasivos de cobertura.	53
7.2.- Otros activos financieros.	54
7.3.- Jerarquías del valor razonable.	54
7.4.- Categorías de activos y pasivos financieros.	56
8.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.	56
8.1.- Composición del rubro.	56
8.2.- Estratificación de la cartera.	60
8.3.- Resumen de estratificación de la cartera deudores comerciales.	61
8.4.- Cartera protestada y en cobranza judicial.	62
8.5.- Provisión y castigos.	62
8.6.- Número y monto de operaciones.	62
9.- CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.	63
9.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.	64
9.2.- Directorio y gerencia de la sociedad.	69
10.- INVENTARIOS.	70
10.1.- Información adicional de inventarios.	70
11.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.	71
12.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.	71
13.- INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN. (Información de las Subsidiarias Consolidadas)	72
13.1.- Inversiones en subsidiarias.	72
14.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTO DE LA PLUSVALÍA.	74
14.1.- Composición y movimientos de los activos intangibles.	74
14.2.- Activos intangibles con vida útil indefinida.	76
15.- PLUSVALIA.	77
16.- PROPIEDADES DE INVERSIÓN.	77
16.1.- Composición y movimientos de las propiedades de inversión.	77
16.2.- Ingresos de propiedades de inversión.	78
17.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.	78
17.1.- Vidas útiles.	78
17.2.- Detalle de los rubros.	79
17.3.- Reconciliación de cambios en propiedades, planta y equipo.	82
17.4.- Política de inversiones en propiedades, planta y equipo.	83
17.5.- Costo por intereses.	83
18.- DETERIORO DE ACTIVOS.	83
18.1.- Prueba de deterioro de propiedad, planta y equipos, plusvalía comprada y otros activos intangibles de vida útil indefinida.	83
18.2.- Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor.	85
19.- IMPUESTOS DIFERIDOS.	85
19.1.- Activos por impuestos diferidos.	85
19.2.- Pasivos por impuestos diferidos.	86
19.3.- Movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera.	86

19.4.- Compensación de partidas.	86
20.- OTROS PASIVOS FINANCIEROS.	87
20.1.- Clases de otros pasivos financieros.	87
20.2.- Préstamos bancarios - desglose de monedas y vencimientos.	88
20.3.- Obligaciones con el público. (Bonos)	89
21.- CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.	90
21.1.- Pasivos acumulados (o devengados).	90
21.2.- Información cuentas comerciales y otras cuentas por pagar con pagos al día y con plazos vencidos.	90
22.- OTRAS PROVISIONES.	91
22.1.- Provisiones – saldos.	91
22.2.- Movimiento de las provisiones.	92
23.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.	92
23.1.- Detalle del rubro.	92
23.2.- Detalle de las obligaciones post empleo y similares.	93
23.3.- Balance de las obligaciones post empleo y similares.	93
23.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados.	93
23.5.- Hipótesis actuariales.	93
23.6.- Flujo y plazo de los compromisos.	94
24.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.	94
24.1.- Ingresos diferidos.	94
25.- PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS.	95
25.1.- Obligaciones por arrendamientos.	95
25.2.- Activos por derecho de uso.	95
26.- PATRIMONIO NETO.	96
26.1.- Gestión de capital.	96
26.2.- Capital suscrito y pagado.	96
26.3.- Número de acciones suscritas y pagadas.	96
26.4.- Dividendos.	96
26.5.- Reservas.	97
26.6.- Participaciones no controladoras.	98
26.7.- Transacciones con participaciones no controladoras.	99
26.8.- Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales.	99
27.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.	100
27.1.- Ingresos ordinarios.	100
27.2.- Otros ingresos, por función.	100
28.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES.	100
28.1.- Gastos por naturaleza.	101
28.2.- Gastos de personal.	101
28.3.- Depreciación y amortización.	101
28.4.- Otras ganancias (pérdidas).	102
29.- RESULTADO FINANCIERO.	102
29.1.- Composición ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera.	103
29.2.- Composición unidades de reajuste.	103
30.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.	103
30.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	104
30.2.- Conciliación entre el resultado por impuestos a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.	104
30.3.- Efecto en los resultados integrales por impuestos a las ganancias.	104

31.- GANANCIAS POR ACCIÓN.	105
32.- INFORMACIÓN POR SEGMENTO.	105
32.1.- Criterios de segmentación.	105
32.2.- Cuadros patrimoniales.	106
32.3.- Cuadros de resultados por segmentos.	108
32.4.- Flujos de efectivo por segmento por método directo.	109
33.- SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA.	110
33.1.- Resumen de saldos en moneda extranjera.	110
33.2.- Saldos en moneda extranjera, activos.	111
33.3.- Saldos en moneda extranjera, pasivos.	112
34.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.	113
34.1.- Juicios y otras acciones legales.	113
34.2.- Sanciones administrativas.	126
34.3.- Sanciones.	129
34.4.- Restricciones.	129
35.- GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.	134
36.- DISTRIBUCIÓN DEL PERSONAL.	134
37.- MEDIO AMBIENTE.	135
38.- HECHOS POSTERIORES.	142

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS
Correspondientes al 31 de marzo de 2023 y 2022.

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 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 2022 el accionista propietario del 97,145% de las acciones de Compañía General de Electricidad S.A. es State Grid Chile Electricity SpA., miembro del Grupo State Grid Corporation of China, cuya matriz final es dicha sociedad.

La emisión de estos estados financieros consolidados intermedios correspondientes al periodo terminado al 31 de marzo de 2023 ha sido aprobada en Sesión de Directorio de fecha 30 de mayo de 2023, quien con dicha fecha autorizó además su publicación.

2.- DESCRIPCIÓN DE LOS SECTORES DONDE PARTICIPA COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS.

2.1.- Sector electricidad.

2.1.1.- Distribución de electricidad en Chile.

CGE participa en el negocio de distribución de energía eléctrica en Chile directamente y por medio de su subsidiaria EDELMAG que en conjunto abastecen a 3.225.813 clientes entre la Región de Arica y Parinacota y la Región de la Araucanía, y en la Región de Magallanes, con ventas físicas que alcanzaron a 2.832 GWh al 31 de marzo de 2023.

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 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 prorratear 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 y el 22 de mayo de 2021, respectivamente, se extendió hasta el 31 de diciembre 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 el marco regulatorio, 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. Adicionalmente, los clientes regulados que tienen una potencia conectada mayor a 500 kW se encuentran facultados para optar entre la tarifa regulada y una de precio libre. Las tarifas aplicables a clientes regulados son fijadas por la autoridad, mientras que los precios de suministro para clientes libres se pactan libremente.

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 CGE 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, CGE 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 2021, en cumplimiento de la Ley General de Servicios Eléctricos. Producto de los mencionados procesos, CGE 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 Gener 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, Ckani Eólica SpA, Coihue Eólica SpA, Cox Energy Chile SpA, Esperanza Eólica SpA, Ibereólica Cabo Leones II S.A., Ibereólica Cabo Leones III S.A., María Elena Solar S.A., OPDE Chile SpA, Puelche Sur Eólica SpA, Tchamma Eólica SpA, WPD Duqueco 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 y Racó Energía SpA.

En cuanto al suministro para clientes libres, CGE 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, CGE 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 EDELMAG, 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 impuestos¹.

Para la determinación del VAD, en conformidad con el procedimiento definido en la Ley N° 21.194², 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

¹ Esta tasa entrará en vigencia a contar de la publicación del decreto resultante del proceso tarifario en curso, correspondiente al cuatrienio 2020-2024, sin perjuicio de su aplicación retroactiva desde el mes de noviembre de 2020. Actualmente la tasa es del 10% real antes de impuestos.

² Este procedimiento se está aplicando en el proceso tarifario correspondiente al cuatrienio 2020-2024, actualmente en desarrollo.

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.

Actualmente, las fórmulas tarifarias aplicables a clientes finales sujetos a fijación de precios se encuentran establecidas en el Decreto N° 11T-2016 del Ministerio de Energía, publicado el 24 de agosto de 2017 en el Diario Oficial, las cuales tienen vigencia hasta el mes de noviembre de 2020, el cual fue modificado mediante el Decreto N° 5T-2018 del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial el 28 de septiembre de 2018, en el que se actualizaron algunos de los parámetros con el objeto de -en conformidad con lo establecido en el artículo segundo de la Ley N° 21.076- incorporar los mayores costos asociados a los estándares y exigencias de calidad y seguridad de servicio y de suministro establecidos en la Norma Técnica de Calidad de Servicio de Sistemas de Distribución, cuyo texto refundido y sistematizado fue publicado en diciembre de 2019.

Al respecto, el 26 de julio de 2019, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles instruyó a las empresas distribuidoras los ajustes tarifarios, en conformidad con los criterios y metodologías definidos por la Comisión Nacional de Energía en su informe comunicado el 24 de julio, con el objeto de retirar del nivel tarifario los costos asociados a la implementación de los Sistemas de Medición, Monitoreo y Control (“medidores inteligentes”) que había sido establecida en la referida Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución.

Por último, se hace presente que aún se encuentra en desarrollo el proceso de tarificación correspondiente al quadrenio 2020-2024, cuyos resultados se aplicarán retroactivamente desde el 4 de noviembre de 2020.

En particular, el 23 de diciembre de 2022, mediante Resolución Exenta N° 918-2022, CNE aprobó el Informe Técnico del Cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, quadrenio noviembre 2020–noviembre 2024.

Así, el 19 de enero de 2023 las empresas concesionarias de distribución y los participantes inscritos en el proceso presentaron ante el Panel de Expertos las discrepancias respecto del Informe Técnico de CNE, cuyas Audiencias Públicas se realizaron los días 8, 9 y 10 de febrero, encontrándose pendiente la emisión de los correspondientes dictámenes por parte del Panel de Expertos. Tras ello, CNE deberá elaborar el informe Técnico Definitivo, que incluya lo dictaminado por el Panel, el Ministerio deberá tramitar el correspondiente decreto.

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 quadrienio 2016-2020.

2.1.2. Generación de energía eléctrica.

CGE participa en la actividad de generación de electricidad en Chile en el Sistema de Magallanes, a través de EDELMAG, la que posee una capacidad instalada en sus centrales generadoras térmicas a gas natural y petróleo diésel de 120,6 MW.

3.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLÍTICAS CONTABLES.

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

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

Los presentes estados financieros consolidados intermedios al 31 de marzo de 2023 y 2022, han sido preparados de acuerdo con Norma Internacional de Contabilidad N° 34 (NIC 34) incorporada a la Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board ("IASB").

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

En la preparación de los estados financieros consolidados intermedios se han utilizado las políticas emanadas desde Compañía General de Electricidad S.A. para todas las subsidiarias incluidas en la consolidación.

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

Para el periodo terminado al 31 de marzo de 2022, se han efectuado reclasificaciones menores para facilitar su comparación con el periodo terminado al 31 de marzo de 2023. Estas reclasificaciones no modifican el resultado ni el patrimonio del periodo anterior.

3.2.- Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas por Compañía General de Electricidad S.A.

Los siguientes estándares, interpretaciones y enmiendas son obligatorios por primera vez para el ejercicio 2023.

- 3.2.1.- En mayo de 2017, el IASB emitió la NIIF 17 Contratos de Seguros, una nueva norma de contabilidad específica para contratos de seguros que cubre el reconocimiento, la medición, presentación y revelación. Sustituye a la NIIF 4 Contratos de Seguro emitida en 2005. La nueva norma aplica a todos los tipos de contratos de seguro, independientemente del tipo de entidad que los emiten, así como a ciertas garantías e instrumentos financieros con determinadas características de participación discrecional. Algunas excepciones dentro del alcance podrán ser aplicadas.

En diciembre de 2021, el IASB modificó la NIIF 17 para agregar una opción de transición para una "superposición de clasificación" para abordar las posibles asimetrías contables entre los activos financieros y los pasivos por contratos de seguro en la información comparativa presentada en la aplicación inicial de la NIIF 17.

Si una entidad elige aplicar la superposición de clasificación, sólo puede hacerlo para periodos comparativos a los que aplica la NIIF 17 (es decir, desde la fecha de transición hasta la fecha de aplicación inicial de la NIIF 17).

NIIF 17 requiere cifras comparativas en su aplicación.

- 3.2.2.- En febrero de 2021, el IASB emitió modificaciones a la NIC 8, en las que introduce una nueva definición de "estimaciones contables". Las enmiendas aclaran la distinción entre cambios en estimaciones contables y cambios en las políticas contables y la corrección de errores. Además, aclaran cómo utilizan las entidades las técnicas de medición e insumos para desarrollar la contabilización de estimados.

La norma modificada aclara que los efectos sobre una estimación contable, producto de un cambio en un insumo o un cambio en una técnica de medición son cambios en las estimaciones contables, siempre que estas no sean el resultado de la corrección de errores de periodos anteriores. La definición anterior de un cambio en la estimación contable especificaba que los cambios en las estimaciones contables pueden resultar de nueva información o nuevos desarrollos. Por lo tanto, tales cambios no son correcciones de errores.

- 3.2.3.- En febrero de 2021, el IASB emitió modificaciones a la NIC 1 y a la Declaración de práctica de IFRS N°2 Realizar juicios de materialidad, en el que proporciona orientación y ejemplos para ayudar a las entidades a aplicar juicios de importancia relativa a las revelaciones de política contable.

Las modificaciones tienen como objetivo ayudar a las entidades a proporcionar revelaciones sobre políticas contables que sean más útiles por:

- Reemplazar el requisito de que las entidades revelen sus políticas contables "significativas" con el requisito de revelar sus políticas contables "materiales".
- Incluir orientación sobre cómo las entidades aplican el concepto de materialidad en la toma de decisiones sobre revelaciones de políticas contables.

Al evaluar la importancia relativa de la información sobre políticas contables, las entidades deberán considerar tanto el tamaño de las transacciones como otros eventos o condiciones y la naturaleza de estos.

- 3.2.4.- En mayo de 2021, el IASB emitió modificaciones a la NIC 12, que reducen el alcance de la excepción de reconocimiento inicial según la NIC 12, de modo que ya no se aplique a transacciones que dan lugar a diferencias temporarias imponibles y deducibles iguales.

Las modificaciones aclaran que cuando los pagos que liquidan un pasivo son deducibles a efectos fiscales, es cuestión de juicio (habiendo considerado la legislación fiscal aplicable) si dichas deducciones son atribuibles a efectos fiscales al pasivo reconocido en los estados financieros (y gastos por intereses) o al componente de activo relacionado (y gastos por intereses). Este juicio es importante para determinar si existen diferencias temporarias en el reconocimiento inicial del activo y pasivo.

Asimismo, conforme a las modificaciones emitidas, la excepción en el reconocimiento inicial no aplica a transacciones que, en el reconocimiento inicial, dan lugar a diferencias temporarias imponibles y deducibles iguales. Sólo aplica si el reconocimiento de un activo por arrendamiento y un pasivo por arrendamiento (o un pasivo por desmantelamiento y un componente del activo por desmantelamiento) dan lugar a diferencias temporarias imponibles y deducibles que no son iguales. No obstante, es posible que los activos y pasivos por impuestos diferidos resultantes no sean iguales (por ejemplo, si la entidad no puede beneficiarse de las deducciones fiscales o si se aplican tasas de impuestos diferentes a las diferencias temporarias imponibles y deducibles). En tales casos, una entidad necesitaría contabilizar la diferencia entre el activo y el pasivo por impuestos diferidos en resultados.

3.3.- Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2023, 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". Emitida en septiembre de 2014. 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 determinar debido a que el IASB está a la espera de los resultados de su proyecto de investigación sobre la contabilización según el método de participación patrimonial. Estas enmiendas deben ser

aplicadas en forma retrospectiva y se permite la adopción anticipada, lo cual debe ser revelado.

3.3.2.- Enmienda a NIC 1 “Presentación de Estados Financieros”. En junio 2020 y octubre de 2022, el IASB emitió enmiendas a la IAS 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 prospectiva. 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.

3.3.3.- 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 NIIF 16 al pasivo por arrendamiento que surge del arrendamiento posterior. Al aplicar los párrafos 36 al 46 de 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 este 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.

La Administración del Grupo CGE estima que la adopción de las Normas, Enmiendas e Interpretaciones y que pudiesen aplicar al Grupo CGE, no tendrán un impacto significativo en los estados financieros consolidados del Grupo CGE 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.

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			
					31-03-2023			31-12-2022
					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			
						31-03-2023		31-12-2022	
						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%
79.882.520-8	TV Red S.A.	Chile	Kuzma Slavic 1069, Punta Arenas	CL \$	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	90,00000%	49,59621%	90,00000%	49,59621%

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 la subsidiaria para el periodo terminado al 31 de marzo de 2023 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2022.

3.5.3.2 Perímetro de consolidación indirecto.

No se han producido cambios en el perímetro de consolidación indirecto de nuestras subsidiarias para el periodo terminado al 31 de marzo de 2023 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2022.

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
31-03-2023	790,41	858,02	35.575,48
31-12-2022	855,86	915,95	35.110,98
31-03-2022	787,98	873,69	31.727,74

CL \$	Pesos chilenos	US \$	Dólares estadounidenses
U.F.	Unidades de fomento	EUR \$	Euros

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 incurren.

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.

El Grupo CGE mide 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 del Grupo CGE 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 el Grupo CGE ha elegido irrevocablemente para clasificarlos en el reconocimiento inicial o la transición. El Grupo CGE clasificó 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 el Grupo CGE no ha 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 el Grupo CGE registre 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.

El Grupo CGE ha 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.

3.15.3.1.- 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.

3.15.3.2.- 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.

3.15.3.3.- 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.

3.15.3.4. 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 se reconocen a su valor nominal, ya que su plazo medio de pago es reducido y no existe diferencia material con su valor razonable.

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 en algunas de sus subsidiarias, 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. constituye pasivos por obligaciones por indemnizaciones por cese de servicios, en base a lo estipulado en los contratos colectivos e individuales del personal de sus subsidiarias. 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. reconoce 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. tiene pactado en algunas subsidiarias 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. reconoce 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. reconoce una provisión cuando está obligado 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. reconoce 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., 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 y 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.

3.27.7.- Ingresos por servicios de televisión por cable.

Los ingresos se reconocen en base a la facturación del servicio de televisión por cable, este procedimiento se hace una vez que el servicio se ha devengado.

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

En el caso de arrendamientos financieros, en la fecha de comienzo, la compañía reconoce en 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 intermedio 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.

El Grupo CGE no ha registrado transacciones que no representan movimientos de efectivo relacionadas con inversión o financiamiento al 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022. 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. evalúa anualmente si la plusvalía mercantil ha 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 2022 no arrojaron deterioro alguno sobre la plusvalía comprada (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. determina 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. 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. considera 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 vidas útiles, 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 2 de noviembre de 2020, el 20 de marzo de 2021, el 20 de mayo de 2021, el 8 de febrero de 2022 y 17 de junio de 2022, fueron publicados los Decretos N° 6T-2020, N° 16T-2020, N° 19T-2020, N° 8T-2021 y N° 9T-2022, todos del Ministerio de Energía, mediante los cuales se fijan precios de nudo promedio con vigencia a contar del 1 de enero de 2020, 1 de julio de 2020, 1 de enero de 2021, 1 de julio de 2021 y 1 de enero de 2022, 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 USD 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, la Comisión Nacional de Energía estableció las disposiciones, procedimientos, plazos y condiciones para la implementación del señalado mecanismo transitorio de estabilización de precios de energía eléctrica establecido en la Ley N° 21.185, la cual fue rectificada a través de las Resoluciones Exentas N° 114-2020 del 9 de abril y N° 340-2020 del 3 de septiembre.

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 serán establecidas en un reglamento que para dichos efectos dicte el Ministerio de Hacienda, suscrito además por el Ministro de Energía, 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.

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 del mismo 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 registrará 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.

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 21 de diciembre de 2022 se publicó la Resolución Exenta N° 898-2022 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 2023 y que consideran una actualización de los Valores Anuales de Transmisión por Tramo desde enero 2020 a octubre de 2022, según los valores contenidos en el Decreto N°7T-2022 que determina el valor Anual de Transmisión por Tramo del cuadrienio 2020-2023.

Finalmente, la Ley N° 21.194, publicada el 21 de diciembre de 2019, 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.

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 sometidas Compañía General de Electricidad S.A. y sus subsidiarias son de carácter general y se enumeran a continuación:

5.1.- Riesgo financiero.

Los negocios del sector eléctrico en que participan las empresas de CGE, corresponden a inversiones con un perfil de retornos de largo plazo y estabilidad regulatoria, donde el ente regulador permite obtener una rentabilidad razonable. Esto último gracias a que los precios de venta de energía son determinados mediante un procedimiento de carácter reglado en las actividades de distribución. Los ingresos y costos se encuentran estructurados fundamentalmente en pesos y/o unidades de fomento.

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 CGE son fundamentalmente en pesos y unidades de fomento (UF), 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.

Al 31 de marzo de 2023 y al 31 de diciembre de 2022, CGE no cuenta con deuda financiera en moneda extranjera, en consecuencia, la deuda no se encuentra afecta al riesgo de variación de tipo de cambio.

Tipo de deuda	31-03-2023		31-12-2022	
	M\$	%	M\$	%
Deuda en CL\$	47.099.867	5,35%	47.063.439	5,36%
Deuda en unidades de fomento	761.252.326	86,49%	527.528.945	60,09%
Deuda en unidades de fomento con cobertura	71.762.562	8,16%	303.304.448	34,55%
Total deuda financiera	880.114.755	100,00%	877.896.832	100,00%

Con el objetivo de cubrir los riesgos asociados a la variación de la Unidad de Fomento (UF), existe un derivado de cobertura UF / CLP para la serie M, con lo cual el 8,16% del total de deuda financiera queda fijada en pesos chilenos.

En el periodo terminado el 31 de marzo 2023, Compañía General de Electricidad y sus subsidiarias mantienen un 86,49% de su deuda financiera denominada en UF que no está cubierta con ningún instrumento de cobertura. Para dimensionar el efecto de la variación de la UF en el resultado antes de impuestos, 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 marzo de 2023, el resultado antes de impuestos habría disminuido en M\$ 7.612.523 y lo contrario hubiera sucedido ante una disminución de 1% en la UF.

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 marzo de 2023, la deuda financiera de la Compañía y de sus subsidiarias se estructura en un 4,93% a tasa variable. Se estima que un incremento de 100 puntos base en las tasas de interés variables en base anual hubiese significado un mayor gasto financiero de M\$ 108.271.

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 CGE 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, un 93,28% de la deuda financiera (capital vigente adeudado) se encuentra estructurada a largo plazo. 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 CGE. 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 contrato "Cash Support Agreement" firmado entre CGE S.A y su relacionada State Grid International Development (SGID).

En los siguientes cuadros se puede apreciar el perfil de vencimientos de capital e intereses de CGE 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 31-03-2023	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	13.164.337	41.772.488				54.936.825
Bonos	79.250.525	255.263.716	204.308.566	290.528.033	197.957.888	1.027.308.728
Total	92.414.862	297.036.204	204.308.566	290.528.033	197.957.888	1.082.245.553
Porcentualidad	9%	27%	19%	27%	18%	100%

Capital e intereses con proyección futura de flujo de caja 31-12-2022	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	11.678.402	44.270.906				55.949.308
Bonos	62.360.891	253.885.747	187.017.887	305.081.124	220.565.836	1.028.911.485
Total	74.039.293	298.156.653	187.017.887	305.081.124	220.565.836	1.084.860.793
Porcentualidad	7%	27%	17%	28%	21%	100%

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

En el sector de distribución de electricidad, principal negocio de CGE, el riesgo de crédito ha sido históricamente bajo, debido a la importancia del suministro eléctrico en el diario vivir y la facultad de suspensión³ 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 en relación al total de ingresos operacionales.

En el siguiente cuadro se observa la rotación de cuentas por cobrar de CGE que es de aproximadamente 7,3 meses de ventas. El monto de Deudas Comerciales Vencidas y Deterioradas representa un 3,88% del total de Ingresos Operacionales anuales.

Conceptos	31-03-2023 M\$	31-12-2022 M\$
Ingresos operacionales. (últimos 12 meses)	2.392.611.955	2.209.157.715
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar bruto.	1.743.282.170	1.617.592.313
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas.	110.367.612	110.128.889
Rotación cuentas por cobrar. (meses)	7,3	7,4
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales.	3,88%	4,19%

Sin perjuicio de lo anterior, la actual situación de pandemia por el Covid-19, ha resultado en un aumento del riesgo crédito, asociado al empeoramiento de las condiciones económicas, todo lo cual podría redundar en un aumento de la morosidad y de los incobrables, lo que hace imprescindible una gestión integral de los riesgos asociados especialmente a la cartera de clientes vulnerables, considerando el principio del pass-

³ Actualmente se rige por la Ley N°21.423 y Ley N°21.249. (Ver Nota 2.1)

through o de traspaso de costos en la cadena generación-transporte-distribución-consumo del servicio público eléctrico.

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 al riesgo de la empresa y al plazo remanente de la deuda.

Los principales pasivos financieros de CGE 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 CGE y sus subsidiarias al 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022, el cual compara su valor libro en relación a su valor razonable:

Deuda al 31 de marzo de 2023	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor razonable M\$	Valor razonable v/s valor libro %
Bancos.	47.099.867	48.843.122	3,70%
Bonos (*)	833.014.888	811.135.732	-2,63%
Total pasivo financiero	880.114.755	859.978.854	-2,29%

Deuda al 31 de diciembre de 2022	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor razonable M\$	Valor razonable v/s valor libro %
Bancos.	47.063.439	49.104.809	4,34%
Bonos (*)	830.833.393	807.961.017	-2,75%
Total pasivo financiero	877.896.832	857.065.826	-2,37%

*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.
- Proceso de tarificación de distribución correspondiente a cuatrienio 2020-2024 actualmente en curso, aunque su aplicación se efectuará retroactivamente desde el 4 de noviembre de 2020.

- Proceso de tarificación de distribución correspondiente a cuadrienio 2024-2028, el cual ya ha sido iniciado, habiéndose efectuado la correspondiente determinación de áreas típicas de distribución y la selección de empresas de referencia. Además, el 29 de agosto de 2022, la Comisión Nacional de Energía comunicó las Bases Técnicas Preliminares, las cuales fueron observadas por las empresas el 29 de septiembre pasado.
- Proceso de tarificación de generación y transmisión de los Sistemas Medianos correspondiente al cuadrienio 2022-2026, actualmente en curso.
- Proyecto de ley sobre Portabilidad Eléctrica, ingresado en el mes de septiembre de 2020 al Congreso Nacional, cuyos objetivos principales son habilitar a todos los usuarios finales para que puedan elegir su suministrador de electricidad (comercializador) e incorporar la figura del gestor de información.
- La Ley N° 21.249, publicada el 8 de agosto de 2020, dispuso beneficios excepcionales en favor de los usuarios finales de los servicios sanitarios, de electricidad y de gas de red, estableciendo principalmente: a) la prohibición de cortar el suministro eléctrico por mora en el pago de las cuentas durante 90 días y; b) que, a solicitud de los clientes (vulnerables, tercera edad, cesantes y afectados en sus ingresos, entre otros), las deudas generadas entre el 18 de marzo de 2020 y los 90 días posteriores al 8 de agosto de 2020 se deberán prorratear en hasta 12 cuotas mensuales, sin multas, ni intereses, ni gastos asociados. El 5 de enero de 2021 fue publicada la Ley N° 21.301, que básicamente extendió en 180 días adicionales los efectos de la Ley N° 21.249. Luego, el 22 de mayo de 2021, fue publicada la Ley N° 21.340, la que: a) prorrogó nuevamente los efectos de la Ley N° 21.249, esta vez hasta el 31 de diciembre de 2021; b) amplió los beneficiarios para la postergación de las deudas desde el 60% más vulnerable al 80% y; c) amplió a 48 las cuotas para la postergación de pagos.

Posteriormente, la Ley N° 21.423, publicada el 11 de febrero de 2022, extendió hasta el 31 de marzo de 2022 el plazo para que los clientes señalados previamente se acojan al mecanismo de prorrateo de las deudas. Sin perjuicio de lo anterior, la vigencia de la Ley N° 21.429 expiró el 31 de diciembre de 2021 y sus efectos se confundirán 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 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.

5.1.7.- Riesgos ambientales.

En cuanto a los riesgos medioambientales de CGE, 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 CGE 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 transformadores, 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 2023 no se registraron intervenciones de terceros que pudiesen originar un siniestro medioambiental.

Adicionalmente, se establecen sanciones asociadas a sumarios sanitarios y/o formalización de cargos ambientales por no realizar las declaraciones establecidas por la autoridad, en el reglamento del registro de emisiones y transferencia de contaminantes (RETC). Este riesgo es bajo, debido a que hoy se lleva un estricto control de las declaraciones exigidas por la autoridad competente.

En cuanto a los riesgos medioambientales de EDELMAG, los riesgos a los que se expone 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 éstos cumplan con los máximos exigidos por la autoridad, según se expresa en los Decretos N°38/2012, “Establece Norma de Emisión de Ruidos Generado por Fuentes que Indica” y el Decreto N°13/2011 “Establece Norma de Emisión para Centrales Termoeléctrica”, respectivamente.

Respecto de posibles contaminaciones con residuos peligrosos, EDELMAG efectúa la gestión de éstos, de acuerdo con las directrices establecidas en el Decreto N°148/2014 que “Aprueba Reglamento Sanitario sobre Manejo de Residuos Peligrosos”. Los procesos abarcan desde el origen hasta su eliminación e incluyen acciones para un adecuado manejo, rotulación, almacenamiento, transporte y disposición final.

5.1.8.- Riesgos cambio climático.

Las condiciones climáticas en la zona de concesión de CGE y su filial EDELMAG 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, 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 desconocer que la ocurrencia de este tipo de fenómenos es inevitable.

Por último, CGE 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 tal como se detalla en Nota 34.4.

Al cierre de los estados financieros consolidados intermedios por el período terminado al 31 de marzo de 2023 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2022 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 se Compañía General de Electricidad S.A. se constituya en aval y/o fiador y/o codeudor solidario de la 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 marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022 es la siguiente:

Clases de efectivo y equivalentes al efectivo	31-03-2023 M\$	31-12-2022 M\$
Efectivo		
Efectivo en caja.	31.021	32.682
Saldos en bancos.	11.642.920	7.753.513
Total efectivo.	11.673.941	7.786.195
Equivalente al efectivo		
Depósitos a corto plazo, clasificado como equivalentes al efectivo.	57.036.600	16.035.013
Otros equivalentes al efectivo (*).	9.123.457	9.005.607
Total equivalente al efectivo.	66.160.057	25.040.620
Total	77.833.998	32.826.815
(*) Otros equivalentes al efectivo	31-03-2023 M\$	31-12-2022 M\$
Cuotas de fondos mutuos.	9.123.457	9.005.607
Total otros equivalentes al efectivo.	9.123.457	9.005.607

La composición del rubro al 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022 es la siguiente:

Información del efectivo y equivalentes al efectivo por moneda	Moneda	31-03-2023 M\$	31-12-2022 M\$
Monto del efectivo y equivalente al efectivo.	CL \$	77.806.637	32.757.628
	US \$	12.677	63.963
	EUR \$	14.684	5.224
Total		77.833.998	32.826.815

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

La Sociedad al 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022 tiene disponibles y no utilizadas líneas de sobregiro por M\$129.000.000.

Sus subsidiarias al 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022 tienen disponibles y no utilizadas líneas de sobregiro por M\$500.000.

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 marzo de 2023 y 2022.

Detalle partidas flujo de efectivo	01-01-2023 31-03-2023 M\$	01-01-2022 31-03-2022 M\$
Otros cobros por actividades de operación		
Garantías recibidas	6.774	7.784
Total otros cobros por actividades de operación	6.774	7.784

Detalle partidas flujo de efectivo	01-01-2023 31-03-2023 M\$	01-01-2022 31-03-2022 M\$
Otros pagos por actividades de operación		
Pago de IVA - Impuesto único - Impuestos 2da categoría - Impuesto adicional	(223.980)	(691.776)
Otros pagos	(184)	(7.030)
Total otros pagos por actividades de operación	(224.164)	(698.806)

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 marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022.

	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 31-03-2023
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Otros pasivos financieros. (préstamos bancarios)	47.063.439			(7.473.758)	39.589.681		7.510.186		47.099.867
Otros pasivos financieros. (bonos)	829.899.187		(5.663.555)	(9.524.821)	814.710.811	10.940.702	6.944.691		832.596.204
Otros pasivos financieros. (Instrumentos financieros)	934.206				934.206		(2.746.020)	2.230.498	418.684
Pagos de pasivos por arrendamientos	11.134.744		(1.366.104)		9.768.640	7.390	144.137	55.312	9.975.479
Préstamos de empresas relacionadas	4.201.918				4.201.918		126.484		4.328.402
Cuenta corriente mercantil	37.075.764	52.290.562		(2.285.481)	87.080.845		2.295.136	(9.655)	89.366.326
Total	930.309.258	52.290.562	(7.029.659)	(19.284.060)	956.286.101	10.948.092	14.274.614	2.276.155	983.784.962

	Flujo de efectivo de financiamiento					Cambios que no representan flujo de efectivo			
	Saldo al 31-12-2021	Provenientes	Utilizados	Intereses pagados	Total	Diferencias de cambio/Unidad de Reajuste	Costos financieros	Otros	Saldo al 31-12-2022
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Otros pasivos financieros. (préstamos bancarios)	9.883.784	41.560.000	(4.748.565)	(1.589.514)	45.105.705		1.957.734		47.063.439
Otros pasivos financieros. (bonos)	741.971.329		(10.448.633)	(25.196.993)	706.325.703	95.707.210	27.961.001	(94.727)	829.899.187
Otros pasivos financieros. (Instrumentos financieros)	1.591.267			(23.914.478)	(22.323.211)		23.010.687	246.730	934.206
Pagos de pasivos por arrendamientos	9.185.951		(5.846.391)		3.339.560		438.181	7.357.003	11.134.744
Préstamos de empresas relacionadas		4.000.000			4.000.000		201.918		4.201.918
Cuenta corriente mercantil	46.455.738		(9.379.974)	(4.243.896)	32.831.868		4.243.896		37.075.764
Total	809.088.069	45.560.000	(30.423.563)	(54.944.881)	769.279.625	95.707.210	57.813.417	7.509.006	930.309.258

7.- OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

La composición del rubro al 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022 es la siguiente:

Otros activos financieros	31-03-2023		31-12-2022	
	Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Activos de cobertura.		16.674.110	53.566.429	15.738.979
Otros activos financieros.		175.001		175.001
Total	0	16.849.111	53.566.429	15.913.980

7.1.- Activos y pasivos de cobertura.

El Grupo CGE, manteniendo la política de gestión de riesgos, ha suscrito contratos de derivados para cubrir las variaciones de la unidad de fomento. 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.

El Grupo CGE no ha 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 marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022.

Activos de coberturas corrientes y no corrientes					Valor razonable			
					Corrientes		No corrientes	
Sociedad	Tipo de contrato	Tipo de cobertura	Riesgo de cobertura	Partida cubierta	31-03-2023 M\$	31-12-2022 M\$	31-03-2023 M\$	31-12-2022 M\$
CGE S.A.	Cross Currency Swap	Unidad de reajuste	Exposición de las variaciones de unidades de reajuste.	Pasivos Financieros		53.566.429	16.674.110	15.738.979
Total					0	53.566.429	16.674.110	15.738.979

Pasivos de coberturas corrientes y no corrientes					Valor razonable			
					Corrientes		No corrientes	
Sociedad	Tipo de contrato	Tipo de cobertura	Riesgo de cobertura	Partida cubierta	31-03-2023 M\$	31-12-2022 M\$	31-03-2023 M\$	31-12-2022 M\$
CGE S.A.	Cros Currency Swap	Unidad de reajuste	Exposición de las variaciones de unidades de reajuste.	Pasivos Financieros	418.684	934.206		
Total					418.684	934.206	0	0

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 marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022, 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		31-03-2023	31-12-2022
			31-03-2023	31-12-2022	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 marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022 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 marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022, 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	31-03-2023		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de efectivo		16.674.110	0	16.674.110	
Total	0	16.674.110	0	16.674.110	0

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
Activos financieros	31-12-2022		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de efectivo	53.566.429	15.738.979		69.305.408	
Total	53.566.429	15.738.979	0	69.305.408	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	31-03-2023		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de efectivo.	418.684	0	0	418.684	
Total	418.684	0	0	418.684	0

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
Pasivos financieros	31-12-2022		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de efectivo.	934.206			934.206	
Total	934.206	0	0	934.206	0

7.3.3.- Otros activos financieros.

Otros activos financieros			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
	31-03-2023		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
SCX Bolsa de Clima de Santiago		175.001	0	0	175.001
Total	0	175.001	0	0	175.001

Otros activos financieros			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
	31-12-2022		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 marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022 y sus respectivos valores razonables.

31 de marzo 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.			77.833.998		77.833.998	77.833.998
Otros activos financieros.		16.849.111			16.849.111	16.849.111
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.			1.632.914.558		1.632.914.558	1.632.914.558
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.			5.358.770		5.358.770	5.358.770
TOTAL ACTIVOS	0	16.849.111	1.716.107.326	0	1.732.956.437	1.732.956.437
PASIVOS						
Otros pasivos financieros						
Préstamos Bancarios.				47.099.867	47.099.867	48.843.122
Obligaciones con el público (bonos)				832.596.204	832.596.204	811.135.732
Derivados		418.684			418.684	418.684
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.				1.379.523.235	1.379.523.235	1.379.523.235
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.				111.828.573	111.828.573	111.828.573
TOTAL PASIVOS	0	418.684	0	2.371.047.879	2.371.466.563	2.351.749.346

31 de diciembre de 2022	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.			32.826.815		32.826.815	32.826.815
Otros activos financieros.		15.913.980			15.913.980	15.913.980
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.			1.507.463.424		1.507.463.424	1.507.463.424
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.			5.504.850		5.504.850	5.504.850
TOTAL ACTIVOS	0	15.913.980	1.545.795.089	0	1.561.709.069	1.561.709.069
PASIVOS						
Otros pasivos financieros						
Préstamos Bancarios.				47.063.439	47.063.439	49.104.809
Obligaciones con el público (bonos)				829.899.187	829.899.187	807.961.017
Derivados		934.206			934.206	934.206
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.				1.284.540.324	1.284.540.324	1.284.540.324
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.				58.744.981	58.744.981	58.744.981
TOTAL PASIVOS	0	934.206	0	2.220.247.931	2.221.182.137	2.201.285.337

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	
	31-03-2023 M\$	31-12-2022 M\$	31-03-2023 M\$	31-12-2022 M\$
Deudores comerciales, neto.	376.761.381	377.050.460	93.317.075	90.167.215
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, neto.	47.561	46.036	20.935	32.740
Otras cuentas por cobrar, neto.	93.116.554	73.565.692	1.069.651.052	966.601.281
Total	469.925.496	450.662.188	1.162.989.062	1.056.801.236

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

Otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2023 M\$	31-12-2022 M\$	31-03-2023 M\$	31-12-2022 M\$
Por cobrar al personal				
Préstamos al personal.	1.082.994	1.048.593	221.001	221.001
Anticipo de remuneraciones.	269.018	239.004		
Fondos por rendir.	19.653	20.522		
Sub total	1.371.665	1.308.119	221.001	221.001
Impuestos por recuperar				
Iva crédito fiscal.	10.832.596	8.342.273		
Sub total	10.832.596	8.342.273	0	0
Deudores varios				
Deudores varios. (*)	66.775.686	50.034.767	1.073.707.087	970.517.391
Anticipo Proveedores.	18.576.818	18.504.304		
Otros documentos por cobrar.	491.488	307.928		
Provisión de deterioro.	(4.931.699)	(4.931.699)	(4.277.036)	(4.137.111)
Sub total	80.912.293	63.915.300	1.069.430.051	966.380.280
Total	93.116.554	73.565.692	1.069.651.052	966.601.281

(*) Los saldos no corrientes del ítem Deudores varios, corresponden a los saldos por cobrar a clientes derivados de la aplicación de la Ley N°21.185 publicada el 2 de noviembre de 2019, donde se 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.

Dicho mecanismo establece los criterios para la determinación del precio estabilizado que deberán ser traspasados a clientes, esto implica que los ingresos que se generen como diferencial entre la facturación de consumos con la tarifa estabilizada y las tarifas que correspondería aplicar según la normativa vigente conformará un saldo que será retribuido a más tardar el 31 de diciembre de 2027.

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	
	31-03-2023 M\$	31-12-2022 M\$	31-03-2023 M\$	31-12-2022 M\$
Deudores comerciales, bruto.	477.920.258	478.110.539	93.317.075	90.167.215
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto.	47.561	46.036	20.935	32.740
Otras cuentas por cobrar, bruto.	98.048.253	78.497.391	1.073.928.088	970.738.392
Total	576.016.072	556.653.966	1.167.266.098	1.060.938.347

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

Importe en libros de deudores comerciales, otras cuentas por cobrar deteriorados	31-03-2023 M\$	31-12-2022 M\$
Deudores comerciales.	(101.158.877)	(101.060.079)
Otras cuentas por cobrar.	(9.208.735)	(9.068.810)
Total	(110.367.612)	(110.128.889)

El movimiento de la provisión por deterioro de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar al 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022 se muestra en el siguiente cuadro:

Provisión deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos y no pagados con deterioro	31-03-2023 M\$	31-12-2022 M\$
Saldo inicial.	(110.128.889)	(125.249.317)
Baja de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas del período o ejercicio.	2.286.808	10.566.791
Aumento (disminución) del período o ejercicio.	(2.525.531)	4.553.637
Total	(110.367.612)	(110.128.889)

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. 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. En cuanto a la actividad de televisión por cable de la subsidiaria TV Red S.A. los montos facturados son de bajo volumen correspondiendo principalmente a clientes residenciales, a los cuales, de acuerdo a contrato se procede a suspender el servicio con dos boletas impagas.

Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias han definido las siguientes segmentaciones de clientes para efectos de determinar las provisiones por deterioro:

- Clientes energéticos
- Clientes no energéticos
- Clientes TV Cable

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 del Grupo CGE, ajustada por factores prospectivos específicos para los deudores y el entorno económico.

La política de provisión de incobrables de CGE y subsidiarias contempla la actualización de las variables macroeconómicas cuando lo amerite en caso de visualizar un cambio significativo. Debido al escenario actual, se ha revisado el modelo de pérdida esperada, el cual contempla el comportamiento histórico de la cartera de clientes y las provisiones de tasas de IPC y Sueldo e Índice de Precio de Energía Gas y Agua (IPDGEA) ajustando éstas al 31 de diciembre de 2022.

Adicionalmente, la Ley N°21.249, extendida por la Ley N°21.301, fue posteriormente extendida nuevamente por la Ley N°21.340, que beneficia a diversos grupos de clientes vulnerables entre los que se cuentan mayores de edad, desempleados, adultos mayores y microempresas entre otros, otorgando a estos clientes la facultad de convenir sus deudas morosas hasta en 48 cuotas,

sin interés e impidiendo el corte de suministro. El 11 de Febrero de 2022 se publicó la Ley N°21.423 de prorrateo de deudas y subsidios a clientes vulnerables, en que se establece un subsidio para clientes con consumo promedio 2021 menor a 250 kWh de hasta un 15% de la deuda contraída entre el 18 de marzo de 2020 hasta el 31 de diciembre de 2021, lo que ha generado un análisis adicional por parte de la Compañía, determinando la actualización de los factores de incobrabilidad en el modelo de provisión de incobrables de forma de recoger adecuadamente la situación de emergencia en la cartera de clientes.

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	31-03-2023			31-12-2022		
	Bruto	Interés	Valor presente	Bruto	Interés	Valor presente
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
No posterior a un año.	51.227	(3.666)	47.561	50.557	(4.521)	46.036
Posterior a un año pero menor de cinco años.	21.345	(410)	20.935	33.705	(965)	32.740
Total	72.572	(4.076)	68.496	84.262	(5.486)	78.776

8.2.- Estratificación de la cartera.

La estratificación de la cartera al 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022 es la siguiente:

31-03-2023	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad mayor a 251 días	Total deudores	Total corrientes	Total no corrientes
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, bruto.	264.954.215	54.875.898	25.859.280	13.881.922	11.885.087	11.333.438	10.085.705	9.156.991	14.563.407	154.641.390	571.237.333	477.920.258	93.317.075
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto.	68.496										68.496	47.561	20.935
Otras cuentas por cobrar, bruto.	1.162.349.192									9.627.149	1.171.976.341	98.048.253	1.073.928.088
Provision deterioro Deudores Comerciales	(4.378.668)	(834.628)	(854.990)	(1.584.695)	(1.771.497)	(2.026.149)	(2.166.781)	(3.162.750)	(2.451.782)	(81.926.937)	(101.158.877)	(101.158.877)	
Provision deterioro otras cuentas por cobrar	(4.249.471)									(4.959.264)	(9.208.735)	(4.931.699)	(4.277.036)
Total	1.418.743.764	54.041.270	25.004.290	12.297.227	10.113.590	9.307.289	7.918.924	5.994.241	12.111.625	77.382.338	1.632.914.558	469.925.496	1.162.989.062

31-12-2022	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad mayor a 251 días	Total deudores	Total corrientes	Total no corrientes
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, bruto.	278.159.479	51.864.414	24.059.022	14.964.376	12.620.564	14.427.531	10.061.353	7.583.540	10.047.114	144.490.361	568.277.754	478.110.539	90.167.215
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto.	78.776										78.776	46.036	32.740
Otras cuentas por cobrar, bruto.	1.039.608.633									9.627.150	1.049.235.783	78.497.391	970.738.392
Provision deterioro Deudores Comerciales	(3.244.358)	(727.605)	(867.074)	(1.907.487)	(2.792.434)	(2.176.913)	(1.690.358)	(1.884.482)	(2.149.233)	(83.620.135)	(101.060.079)	(101.060.079)	
Provision deterioro otras cuentas por cobrar	(4.110.791)									(4.958.019)	(9.068.810)	(4.931.699)	(4.137.111)
Total	1.310.491.739	51.136.809	23.191.948	13.056.889	9.828.130	12.250.618	8.370.995	5.699.058	7.897.881	65.539.357	1.507.463.424	450.662.188	1.056.801.236

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

El resumen de estratificación de cartera al 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022 es el siguiente:

31-03-2023								
Tramos de deudas	Cientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Cientes 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)		60.378.965					60.378.965	0
Por vencer. (2)	496.079	79.163.235	(645.105)	266.418	125.412.015	(3.733.562)	204.575.250	(4.378.667)
Sub total por vencer	496.079	139.542.200	(645.105)	266.418	125.412.015	(3.733.562)	264.954.215	(4.378.667)
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	373.500	52.147.424	(722.945)	10.521	2.728.474	(111.683)	54.875.898	(834.628)
Entre 31 y 60 días	96.581	24.099.599	(750.752)	5.511	1.759.681	(104.238)	25.859.280	(854.990)
Entre 61 y 90 días	37.225	12.720.275	(1.357.060)	4.572	1.161.647	(227.635)	13.881.922	(1.584.695)
Entre 91 y 120 días	28.073	10.758.876	(1.526.995)	4.308	1.126.211	(244.502)	11.885.087	(1.771.497)
Entre 121 y 150 días	23.482	10.361.895	(1.818.596)	3.896	971.543	(207.553)	11.333.438	(2.026.149)
Entre 151 y 180 días	20.725	9.309.630	(1.979.593)	3.252	776.075	(187.189)	10.085.705	(2.166.782)
Entre 181 y 210 días	18.870	8.548.667	(2.974.725)	2.953	608.324	(188.025)	9.156.991	(3.162.750)
Entre 211 y 250 días	24.719	13.737.074	(2.171.484)	4.436	826.333	(280.298)	14.563.407	(2.451.782)
Más de 250 días	621.744	132.413.770	(62.520.177)	121.879	22.227.620	(19.406.760)	154.641.390	(81.926.937)
Sub total vencidos	1.244.919	274.097.210	(75.822.327)	161.328	32.185.908	(20.957.883)	306.283.118	(96.780.210)
Total	1.740.998	413.639.410	(76.467.432)	427.746	157.597.923	(24.691.445)	571.237.333	(101.158.877)

31-12-2022								
Tramos de deudas	Cientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Cientes 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)		68.369.738					68.369.738	0
Por vencer. (2)	475.844	79.793.345	(677.721)	255.057	129.996.396	(2.566.637)	209.789.741	(3.244.358)
Sub total por vencer	475.844	148.163.083	(677.721)	255.057	129.996.396	(2.566.637)	278.159.479	(3.244.358)
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	359.039	48.718.683	(635.450)	10.077	3.145.731	(92.155)	51.864.414	(727.605)
Entre 31 y 60 días	92.516	22.551.970	(781.729)	5.279	1.507.052	(85.345)	24.059.022	(867.074)
Entre 61 y 90 días	35.592	13.918.718	(1.746.591)	4.381	1.045.658	(160.896)	14.964.376	(1.907.487)
Entre 91 y 120 días	26.874	11.850.605	(2.605.659)	4.127	769.959	(186.775)	12.620.564	(2.792.434)
Entre 121 y 150 días	22.542	13.654.598	(1.938.047)	3.732	772.933	(238.866)	14.427.531	(2.176.913)
Entre 151 y 180 días	19.875	9.258.306	(1.518.349)	3.117	803.047	(172.009)	10.061.353	(1.690.358)
Entre 181 y 210 días	18.108	7.049.425	(1.660.438)	2.830	534.115	(224.046)	7.583.540	(1.884.484)
Entre 211 y 250 días	23.717	9.214.004	(1.997.227)	4.249	833.110	(152.006)	10.047.114	(2.149.233)
Más de 250 días	594.902	123.046.907	(64.146.727)	116.674	21.443.454	(19.473.406)	144.490.361	(83.620.133)
Sub total vencidos	1.193.165	259.263.216	(77.030.217)	154.466	30.855.059	(20.785.504)	290.118.275	(97.815.721)
Total	1.669.009	407.426.299	(77.707.938)	409.523	160.851.455	(23.352.141)	568.277.754	(101.060.079)

(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 marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022 es la siguiente, las cuales forman parte de la cartera morosa:

31-03-2023				
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.	265	2.165.182	2.724	14.188.168
Total	265	2.165.182	2.724	14.188.168

31-12-2022				
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.	247	1.945.824	3.107	15.299.361
Total	247	1.945.824	3.107	15.299.361

8.5.- Provisión y castigos.

El detalle de la provisión y castigo de la cartera no repactada y repactada al 31 de marzo de 2023 y 2022 es la siguiente:

Provisión y castigos	01-01-2023 31-03-2023 M\$	01-01-2022 31-03-2022 M\$
Provisión cartera no repactada	(3.865.361)	(4.237.036)
Provisión cartera repactada	1.339.830	(336.475)
Total	(2.525.531)	(4.573.511)

8.6.- Número y monto de operaciones.

El número y monto de operaciones al 31 de marzo de 2022 y 2023 es el siguiente por segmento venta de energía eléctrica:

Segmentos de ventas	Operaciones N°	01-01-2023 31-03-2023 M\$
Ventas de energía eléctrica Chile	9.727.063	609.098.462
Total	9.727.063	609.098.462

Segmentos de ventas	Operaciones N°	01-01-2022 31-03-2022 M\$
Ventas de energía eléctrica Chile	9.188.131	425.835.520
Total	9.188.131	425.835.520

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 28 de julio de 2022 la sociedad firmó un contrato de crédito con el controlador State Grid Chile Electricity SpA. Mediante este contrato el acreedor puso a disposición de CGE un préstamo intercompañía por un monto de M\$4.000.000, el cual devengará una tasa de interés anual equivalente a la TAB nominal de 90 días más un spread de 30 bps. La tasa de interés se ajustará trimestralmente. Los intereses ordinarios devengados se capitalizarán trimestralmente en conjunto con la actualización de tasa, como capital del préstamo. El préstamo es a la vista y posee condiciones de prepago sin penalidad alguna para la Sociedad.

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 marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022 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 marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022 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	
							31-03-2023 M\$	31-12-2022 M\$	31-03-2023 M\$	31-12-2022 M\$
76.306.442-5	Eletrans II S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	3.276	10.058		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Arriendo de Propiedades	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$		1.808		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	161.670	8.107		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	19.052	11.569		
77.302.440-5	Tecnored S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	3.655	2.676		
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA	Chile	Venta de activo fijo	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	7.300			
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	34.281	79.664		
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA	Chile	Recuperación de gastos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	59.504	124.019		
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	275.514	231.707		
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	4.139.125	4.116.271		
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Arriendo de propiedades y otros	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	3.542			
96.813.520-1	Chilquinta Distribución S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	13.576	9.450		
96.813.520-1	Chilquinta Distribución S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	129.728	129.728		
96.766.110-4	Energía de Casablanca S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	5.025	5.025		
96.884.450-4	Luz Linares S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	498.232	749.269		
96.884.450-4	Luz Linares S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	1.225	1.225		
96.866.680-0	Luz Parral S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	3.489	23.698		
96.866.680-0	Luz Parral S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	576	576		
TOTALES							5.358.770	5.504.850	0	0

9.1.2.- Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022 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	
							31-03-2023 M\$	31-12-2022 M\$	31-03-2023 M\$	31-12-2022 M\$
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	5.183.871	6.382.966		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	459.302	308.201		
77.302.440-5	Tecnored S.A.	Chile	Compra de materiales y equipos	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	183.763			
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$		422.992		
77.332.779-3	State Grid Chile Electricity S.A.	Chile	Dividendo mínimo por pagar	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	11.200.774	11.200.774		
77.332.779-3	State Grid Chile Electricity S.A.	Chile	Préstamo recibido	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	4.000.000	4.000.000		
77.332.779-3	State Grid Chile Electricity S.A.	Chile	Intereses préstamo	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	328.402	201.918		
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	88.321.580	34.809.069		
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	130.560	123.892		
78.512.190-2	Energy Sur Ingeniería S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$		5.124		
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	2.020.321	1.285.194		
96.866.680-0	Luz Parraí S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$		2.177		
96.884.450-4	Luz Linares S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz común	CL \$		2.674		
TOTALES							111.828.573	58.744.981	0	0

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

Se presentan las operaciones y sus efectos en resultados por los periodos terminados al 31 de marzo de 2023 y 2022.

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2023 31-03-2023		01-01-2022 31-03-2022	
						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 \$	1.045.289	(1.045.289)	889.464	(889.464)
76.230.505-4	Eletrans S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	CL \$			3.819	3.819
76.306.442-5	Eletrans II S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por venta de energía	CL \$	3.623	3.623		
76.306.442-5	Eletrans II S.A.	Chile	Matriz Común	Cargo único troncal	CL \$	83.548	(83.548)		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías profesionales y servicios recibidos	CL \$	4.834.552	(4.834.552)	4.165.529	(4.165.529)
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por asesorías profesionales y servicios prestados	CL \$	70.843	70.843	373.950	373.950
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Intereses pagados	CL \$	171.788	(171.788)	86.262	(86.262)
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de propiedades	CL \$	48.030	48.030	86.078	86.078
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Servicios informáticos	CL \$	395.707	395.707		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo equipos microinformáticos	CL \$	4.199	4.199	3.929	3.929
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de comunicación	CL \$	19.285	19.285	12.467	12.467
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz Común	Construcción de redes eléctricas	CL \$	618.748		549.569	
76.680.107-2	Compañía Transmisora del Norte Grande S.A.	Chile	Matriz Común	Cargo único troncal	CL \$	281.167	(281.167)	300.405	(300.405)
76.680.107-2	Compañía Transmisora del Norte Grande S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios recibidos	CL \$			56	56
76.954.578-6	Transquinta S.A.	Chile	Matriz Común	Cargo único troncal	CL \$	12.680	(12.680)	1.670	(1.670)
77.302.440-5	Tecnored S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de materiales y equipos	CL \$	920.863		974.363	
77.302.440-5	Tecnored S.A.	Chile	Matriz Común	Operación y mantenimiento líneas y redes	CL \$	7.834	(7.834)	19.945	(19.945)
77.302.440-5	Tecnored S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios recibidos	CL \$	9.757	(9.757)	11.455	(11.455)
77.302.440-5	Tecnored S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por venta de energía	CL \$	8.249	8.249	17.297	17.297
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA	Chile	Matriz Común	Ingreso por venta de activo fijo	CL \$	7.266	7.266	217.067	217.067
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA	Chile	Matriz Común	Ingreso por construcción de redes eléctricas	CL \$	39.325	39.325	46.835	46.835
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA	Chile	Matriz Común	Servicios prestados	CL \$	3.547	3.547	3.138	3.138
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	CL \$			13.817	13.817
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	Recuperación de gastos	CL \$	16.426	16.426		
77.332.779-3	State Grid Chile Electricity SpA	Chile	Matriz Común	Interés préstamo recibido	CL \$	215.957	(215.957)		
77.332.779-3	State Grid Chile Electricity SpA	Chile	Matriz Común	Servicios prestados	CL \$			6.589	6.589
77.332.779-3	State Grid Chile Electricity SpA.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios informáticos	CL \$	11.264	11.264		
77.402.187-6	Chilquinta Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Cargo único troncal	CL \$	545.672	(545.672)	634.723	(634.723)
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios recibidos	CL \$	30.848	(30.848)	27.399	(27.399)

9.1.3.- Transacciones con relacionadas y sus efectos en resultados. (continuación)

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2023 31-03-2023		01-01-2022 31-03-2022	
						Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono
						M\$	M\$	M\$	M\$
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Cargo único troncal	CL \$	13.280.800	(13.280.800)	12.478.233	(12.478.233)
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios prestados	CL \$	1.446.137	1.446.137	1.284.450	1.284.450
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por arriendo de equipos	CL \$	242.045	242.045		
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Recuperación de gastos	CL \$	273.876	273.876		
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por venta de materiales y equipos eléctricos	CL \$			291.933	291.933
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses pagados	CL \$	2.123.346	(2.123.346)	479.863	(479.863)
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Arriendo de propiedades	CL \$	176.077	(176.077)	156.412	(156.412)
77.470.427-2	Luz Parral Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Cargo único troncal	CL \$	74.366	(74.366)		
77.470.446-9	Litoral Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Cargo único troncal	CL \$	3.211	(3.211)		
78.512.190-2	Energy Sur Ingeniería S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por venta de energía	CL \$	4.562	4.562	2.805	2.805
78.512.190-2	Energy Sur Ingeniería S.A.	Chile	Matriz Común	Operación y mantenimiento líneas y redes	CL \$	1.870	(1.870)		
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de materiales y equipos	CL \$	2.028.986		1.439.656	
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses cobrados	CL \$	177.855	177.855	104.468	104.468
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por arriendo de propiedades	CL \$	10.559	10.559	9.350	9.350
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz Común	Operación y mantenimiento de líneas y redes	CL \$	2.279.648	(2.279.648)	2.750	(2.750)
91.344.000-5	Compañía Eléctrica del Litoral S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios prestados	CL \$	10.727	10.727	5.939	5.939
91.344.000-5	Compañía Eléctrica del Litoral S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios de Subtransmisión	CL \$	56.060	56.060	159.696	159.696
91.344.000-5	Compañía Eléctrica del Litoral S.A.	Chile	Matriz Común	Cargo único troncal	CL \$			4.899	(4.899)
96.766.110-4	Energía de Casablanca S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios de Subtransmisión	CL \$	14.622	14.622	88.373	88.373
96.766.110-4	Energía de Casablanca S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios prestados	CL \$	4.948	4.948	2.853	2.853
96.813.520-1	Chilquinta Distribución S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios de Subtransmisión	CL \$	396.023	396.023	555	555
96.813.520-1	Chilquinta Distribución S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por venta de energía	CL \$	2.312	2.312	1.998	1.998
96.866.680-0	Luz Parral S.A.	Chile	Matriz Común	Cargo único troncal	CL \$	299.155	(299.155)		
96.866.680-0	Luz Parral S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios de Subtransmisión	CL \$	35.744	35.744	8.135	8.135
96.866.680-0	Luz Parral S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por venta de energía	CL \$	4.045	4.045	3.237	3.237
96.866.680-0	Luz Parral S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios prestados	CL \$	12.841	12.841	5.938	5.938
96.866.680-0	Luz Parral S.A.	Chile	Matriz común	Servicios recibidos	CL \$	6.409	(6.409)	1.837	(1.837)
96.884.450-4	Luz Linares S.A.	Chile	Matriz Común	Cargo único troncal	CL \$	361.084	(361.084)		

9.1.3.- Transacciones con relacionadas y sus efectos en resultados. (continuación)

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2023 31-03-2023		01-01-2022 31-03-2022	
						Operación M\$	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$	Operación M\$	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$
96.884.450-4	Luz Linares S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios de Subtransmisión	CL \$	10.079	10.079	8.210	8.210
96.884.450-4	Luz Linares S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por venta de energía	CL \$	230.860	230.860		
96.884.450-4	Luz Linares S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de energía	CL \$			269.591	269.591
96.884.450-4	Luz Linares S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de energía y potencia	CL \$	6	(6)		
96.884.450-4	Luz Linares S.A.	Chile	Matriz común	Servicios recibidos	CL \$	7.188	(7.188)	2.183	(2.183)

9.2.- Directorio y gerencia de la sociedad.

Con fecha de 21 de abril de 2022 en Junta Ordinaria de Accionistas se procedió a la elección de Directorio. En dicha junta fueron elegidos como Directores de la Sociedad por un periodo de tres años las siguientes personas:

Yan Dai
Xinglei Wang
Futao Huang
Chengzu Liu
Rodrigo Valdés Pulido

En Sesión de Directorio del 28 de abril de 2022 se procedió a la designación del Presidente, quedando compuesto el Directorio de la siguiente forma:

Yan Dai	Presidente
Xinglei Wang	Director
Futao Huang	Director
Chengzu Liu	Director
Rodrigo Valdés Pulido	Director

Con fecha 28 de julio de 2022 el Señor Xinglei Wang presentó su renuncia al cargo de Director, la cual fue aceptada designándose en su reemplazo a la Señora Bing Yu. De este modo el Directorio quedó compuesto por:

Yan Dai	Presidente
Bing Yu	Director
Futao Huang	Director
Chengzu Liu	Director
Rodrigo Valdés Pulido	Director

Con fecha 30 de marzo de 2023, en Sesión Ordinaria de Directorio de la Sociedad, don Rodrigo Valdés Pulido presentó su renuncia a su cargo de Director de la Sociedad, la que se hizo efectiva con fecha 31 de marzo de 2023.

Asimismo, en dicha sesión, el Directorio acordó no designar director provisorio, debiendo procederse a la renovación total de Directorio en la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, convocada para el 21 de abril de 2023.

9.2.1.- Remuneración del Directorio.

Nombre	Cargo	01-01-2023 31-03-2023	01-01-2022 31-03-2022
		Dieta directorío M\$	Dieta directorío M\$
Rodrigo Valdés Pulido	Director	10.586	7.030
Totales		10.586	7.030

Las remuneraciones correspondientes al Directorio y Comité de Directores de subsidiarias ascendieron a M\$ 38.849 al 31 de marzo de 2023 y M\$ 31.769 al 31 de marzo de 2022.

Durante el periodo terminado al 31 de marzo de 2023 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2022 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\$ 727.570 al 31 de marzo de 2023 (M\$ 749.991 al 31 de marzo de 2022).

Las remuneraciones con cargo a resultados del equipo gerencial de subsidiarias ascienden a M\$ 71.850 al 31 de marzo de 2023 (M\$ 106.732 al 31 de marzo de 2022).

Las subsidiarias de Compañía General de Electricidad S.A. 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 marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022 es la siguiente:

Clases de inventarios	Corriente		No corriente	
	31-03-2023 M\$	31-12-2022 M\$	31-03-2023 M\$	31-12-2022 M\$
Mercaderías para la venta.	86.766	86.766		
Suministros para la producción.	3.393.810	3.043.813		
Suministros para mantención.	272.456	313.892		
Provisión de deterioro.	(86.766)	(86.766)		
Total	3.666.266	3.357.705	0	0

Al 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022 no hay inventarios pignorados en garantía del cumplimiento de deudas contraídas.

10.1.- Información adicional de inventarios.

Otra información de inventarios	Corrientes	
	01-01-2023 31-03-2023 M\$	01-01-2022 31-03-2022 M\$
Costos de inventarios reconocidos como gastos durante el período o ejercicio.	1.215.214	1.098.374

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 marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022.

Activos, pasivos por impuestos	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2023 M\$	31-12-2022 M\$	31-03-2023 M\$	31-12-2022 M\$
Activos por impuestos				
Pagos provisionales mensuales.	3.106.683	2.491.972		
Rebajas al impuesto.	25.000	25.000		
Créditos al impuesto.	1.520.854	1.394.225		
Subtotal activos por impuestos	4.652.537	3.911.197	0	0
Pasivos por impuestos				
Impuesto a la renta de primera categoría.	(2.956.482)	(2.524.942)		
Subtotal pasivos por impuestos	(2.956.482)	(2.524.942)	0	0
Total activos (pasivos) por impuestos	1.696.055	1.386.255	0	0

12.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro es el siguiente al 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022.

Otros activos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2023 M\$	31-12-2022 M\$	31-03-2023 M\$	31-12-2022 M\$
Gastos pagados por anticipado.	4.303.003	2.470.716		
Boletas en garantía.	687	687		
Otros activos	552.778	552.778	8.280	8.280
Total	4.856.468	3.024.181	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. (Información de las Subsidiarias Consolidadas)

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 marzo 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 31-03-2023 M\$	Dividendos pagados a participaciones no controladoras M\$
CGE Magallanes S.A.	Chile	CL \$	99,89482%	99,89482%	53.843.467	490.449		(20.394)	54.313.522	
Total					53.843.467	490.449	0	(20.394)	54.313.522	0

Al 31 de diciembre de 2022.

Movimiento de inversiones en sociedades subsidiarias	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01-01-2022 M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2022 M\$	Dividendos pagados a participaciones no controladoras M\$
CGE Magallanes S.A.	Chile	CL \$	99,89482%	99,89482%	53.917.840	3.994.641	(3.964.202)	(104.812)	53.843.467	(4.174)
Total					53.917.840	3.994.641	(3.964.202)	(104.812)	53.843.467	(4.174)

13.3.2.- Información resumida de las subsidiarias consolidadas.

Al 31 de marzo de 2023.

Inversiones en sociedades subsidiarias directas	Porcentaje participación	31-03-2023													
		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	Resultado Integral controlador
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
CGE Magallanes S.A.	99,89482%	16.603.269	131.884.860	148.488.129	17.760.600	40.445.876	58.206.476	90.281.653	13.435.243	(9.206.312)	(3.405.048)	823.883	490.964	786.832	470.550

Al 31 de diciembre de 2022.

Inversiones en sociedades subsidiarias directas	Porcentaje participación	31-12-2022													
		Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos	Patrimonio	Ingresos ordinarios	Costo de ventas	Otros	Ganancia (pérdida) neta	Ganancia (pérdida) controlador	Resultado integral	Resultado Integral controlador
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
CGE Magallanes S.A.	99,89482%	16.195.758	128.723.809	144.919.567	14.272.237	41.152.509	55.424.746	89.494.821	50.339.146	(35.398.731)	(7.790.693)	7.149.722	3.998.847	6.959.338	3.893.925

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 marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022 es el siguiente:

Activos Intangibles	31-03-2023		
	Valores brutos M\$	Amortización acumulada M\$	Valores netos M\$
Programas informáticos.	96.755.875	(76.357.621)	20.398.254
Otros activos intangibles identificables.	603.205.267	(47.545)	603.157.722
Total	699.961.142	(76.405.166)	623.555.976

Activos Intangibles	31-12-2022		
	Valores brutos M\$	Amortización acumulada M\$	Valores netos M\$
Programas informáticos.	94.919.105	(73.594.201)	21.324.904
Otros activos intangibles identificables.	603.178.773	(47.123)	603.131.650
Total	698.097.878	(73.641.324)	624.456.554

El detalle de los otros activos intangibles identificables al 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022 se encuentra en nota 14.1.1.

La amortización acumulada al 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022 alcanza a M\$ 76.405.166 y M\$ 73.641.324 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 marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022 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 marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022 es el siguiente:

Movimientos en activos intangibles	31-03-2023		
	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.	1.836.771	26.493	1.863.264
Amortización.	(2.763.421)	(421)	(2.763.842)
Cambios, total	(926.650)	26.072	(900.578)
Saldo final al 31 de marzo de 2023	20.398.254	603.157.722	623.555.976

Movimientos en activos intangibles	31-12-2022		
	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2022	23.034.214	603.133.235	626.167.449
Adiciones.	9.575.220		9.575.220
Amortización.	(9.712.175)	(1.685)	(9.713.860)
Otros incrementos (disminuciones).	(1.572.355)	100	(1.572.255)
Cambios, total	(1.709.310)	(1.585)	(1.710.895)
Saldo al 31 de diciembre de 2022	21.324.904	603.131.650	624.456.554

14.1.1 El detalle del importe de activos intangibles identificables individuales significativos y su vida útil o periodo de amortización al 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022 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
31-03-2023	M\$	
Concesiones.	599.161.524	Indefinida
Servidumbres.	3.977.140	Indefinida
Servidumbres.	19.058	Definida
Total	603.157.722	

Detalle de otros activos identificables al 31-12-2022	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.	3.950.647	Indefinida
Servidumbres.	19.479	Definida
Total	603.131.650	

El cargo a resultados del periodo por amortización de intangibles al 31 de marzo de 2023 y 2022 es el siguiente:

Línea de partida en el estado de resultados que incluye amortización de activos intangibles identificables	01-01-2023 31-03-2023		01-01-2022 31-03-2022	
	Programas informáticos M\$	Otros activos intangibles identificables M\$	Programas informáticos M\$	Otros activos intangibles identificables M\$
Costo de ventas.	132		1.720	
Gastos de administración.	2.763.289	421	1.814.315	422
Total	2.763.421	421	1.816.035	422

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 marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022 es la siguiente:

Rut	Sociedad sobre la cual se mantiene la plusvalía	Fecha de generación plusvalía	Sociedad adquirente	Relación con vendedor	Movimientos 2022		Movimientos 2023	
					Saldo al 01-01-2022	Otros incrementos (disminuciones)	Saldo al 31-12-2022	Otros incrementos (disminuciones)
					M\$	M\$	M\$	M\$
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	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 marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022 es el siguiente:

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

Propiedades de inversión, modelo del valor razonable	31-03-2023 M\$	31-12-2022 M\$
Saldo Inicial	7.675.048	8.155.009
Transferencias a propiedad planta y equipo.		(1.441.994)
Ganancias (pérdidas) por ajustes del valor razonable.		962.035
Otro Incremento (decremento), propiedades de inversión.		(2)
Total de cambios en propiedades de inversión, modelo del valor razonable	0	(479.961)
Total	7.675.048	7.675.048

Los elementos de propiedades de inversión han sido contabilizados a valor razonable en el estado de situación financiera al 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022, en base a lo previsto en la NIC 40. Dicha metodología aplicada para estos bienes se clasifica en Nivel II de la jerarquía de valor razonable, donde la información proviene de fuentes distintas a los valores de cotización del Nivel de jerarquía I, pero son observables en mercados para los activos y pasivos ya sea de manera directa (precios) o indirecta (obtenidos a partir de precios), ya que debido al método de retasación periódica los valores se obtienen de tasaciones que se llevan a cabo, a base del valor de mercado.

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

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

El valor de costo histórico de las propiedades de inversión alcanza a M\$3.139.496 al 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022.

16.2.- Ingresos de propiedades de inversión.

Ingresos y gastos de propiedades de inversión	01-01-2023	01-01-2022
	31-03-2023	31-03-2022
	M\$	M\$
Importe de ingresos por alquileres de propiedades de inversión.	318.944	337.956

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

17.2.- Detalle de los rubros.

La composición de este rubro al 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022 es la siguiente:

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

Clases de propiedades, plantas y equipos, neto	31-03-2023 M\$	31-12-2022 M\$
Construcciones en curso.	231.771.982	218.200.475
Terrenos.	14.311.095	14.311.095
Edificios.	15.633.109	15.791.574
Planta y equipos.	1.014.122.047	996.309.953
Subestaciones de poder.	2.002.520	2.028.109
Líneas de transporte energía.	211.928	214.466
Subestaciones de distribución.	123.568.943	121.912.950
Líneas y redes de media y baja tensión.	838.524.627	828.405.662
Maquinas y equipos de generación.	22.040.394	16.188.490
Medidores.	27.773.635	27.560.276
Equipamiento de tecnología de la información	1.894.699	2.087.601
Instalaciones fijas y accesorios	45.412.603	46.004.977
Equipos de comunicaciones.	105.362	120.857
Herramientas.	8.105.958	8.334.093
Muebles y útiles.	225.132	245.284
Instalaciones y accesorios diversos.	36.976.151	37.304.743
Vehículos de motor.	3.158.908	2.813.413
Mejoras de bienes arrendados.	586.710	618.778
Repuestos	212.978	350.918
Total	1.327.104.131	1.296.488.784

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

Clases de propiedades, plantas y equipos, bruto	31-03-2023 M\$	31-12-2022 M\$
Construcciones en curso.	231.771.982	218.200.475
Terrenos.	14.311.095	14.311.095
Edificios.	29.921.158	29.944.052
Planta y equipos.	1.535.047.883	1.508.898.810
Subestaciones de poder.	4.193.400	4.193.400
Lineas de transporte energía.	459.914	459.914
Subestaciones de distribución.	184.030.330	181.421.110
Lineas y redes de media y baja tensión.	1.219.191.287	1.203.060.774
Maquinas y equipos de generación.	64.616.455	57.901.752
Medidores.	62.556.497	61.861.860
Equipamiento de tecnología de la información	29.906.131	29.867.557
Instalaciones fijas y accesorios	82.410.725	82.275.245
Equipos de comunicaciones.	4.511.751	4.511.806
Herramientas.	23.315.941	23.262.856
Muebles y útiles.	5.424.610	5.424.223
Instalaciones y accesorios diversos.	49.158.423	49.076.360
Vehículos de motor.	7.958.053	7.459.604
Mejoras de bienes arrendados.	5.813.516	5.813.516
Repuestos	319.275	796.856
Total	1.937.459.818	1.897.567.210

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

Depreciación acumulada y deterioro, propiedades, planta y equipos	31-03-2023 M\$	31-12-2022 M\$
Edificios.	14.288.049	14.152.478
Planta y equipos.	520.925.836	512.588.857
Subestaciones de poder.	2.190.880	2.165.291
Líneas de transporte energía.	247.986	245.448
Subestaciones de distribución.	60.461.387	59.508.160
Líneas y redes de media y baja tensión.	380.666.660	374.655.112
Maquinas y equipos de generación.	42.576.061	41.713.262
Medidores.	34.782.862	34.301.584
Equipamiento de tecnología de la información	28.011.432	27.779.956
Instalaciones fijas y accesorios	36.998.122	36.270.268
Equipos de comunicaciones.	4.406.389	4.390.949
Herramientas.	15.209.983	14.928.763
Muebles y útiles.	5.199.478	5.178.939
Instalaciones y accesorios diversos.	12.182.272	11.771.617
Vehículos de motor.	4.799.145	4.646.191
Mejoras de bienes arrendados.	5.226.806	5.194.738
Repuestos	106.297	445.938
Total	610.355.687	601.078.426

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

Movimiento al 31 de marzo 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	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Repuestos	Propiedades, planta y equipo, neto
		M\$	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	0	350.918	1.296.488.784
Cambios	Adiciones.	41.521.136			703.678	38.573	82.397	269.510				42.615.294
	Desapropiaciones				(71)							(71)
	Retiros.	(25.972)			(1.385.880)							(1.411.852)
	Gasto por depreciación.			(135.571)	(9.177.896)	(231.475)	(727.856)	(152.955)	(32.068)			(10.457.821)
	Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso, propiedades, planta y equipo	(27.923.658)			27.639.487		53.085	231.086				0
	Otros incrementos (decrementos).	1		(22.894)	32.776			(2.146)			(137.940)	(130.203)
	Total cambios	13.571.507	0	(158.465)	17.812.094	(192.902)	(592.374)	345.495	(32.068)	0	(137.940)	30.615.347
Saldo final al 31 de marzo de 2023		231.771.982	14.311.095	15.633.109	1.014.122.047	1.894.699	45.412.603	3.158.908	586.710	0	212.978	1.327.104.131

Movimiento al 31 de diciembre de 2022.

Movimiento año 2022		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	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Repuestos	Propiedades, planta y equipo, neto
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2022		124.251.245	12.978.211	15.194.555	955.504.525	2.203.482	45.538.088	1.429.633	1.038.324	97.140	315.259	1.158.550.462
Cambios	Adiciones.	180.258.847			2.054.353	339.382	370.838	767.665			132.224	183.923.309
	Desapropiaciones				555.225	(875)						554.350
	Transferencias a (desde) activos no corrientes y grupos en desapropiación mantenidos para la venta.		52.000									52.000
	Transferencias a (desde) propiedades de inversión.		1.280.884	161.110								1.441.994
	Retiros.	(215.788)			(7.003.116)	(3.978)	(5.895)					(7.228.777)
	Gasto por depreciación.			(538.498)	(35.673.947)	(2.017.146)	(3.048.594)	(431.463)	(419.546)			(42.129.194)
	Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso, propiedades, planta y equipo	(86.068.548)		1.081.876	81.153.145	22.100	2.763.849	1.047.578				0
	Otros incrementos (decrementos).	(25.281)		(107.469)	(280.232)	1.544.636	386.691			(97.140)	(96.565)	1.324.640
Total cambios		93.949.230	1.332.884	597.019	40.805.428	(115.881)	466.889	1.383.780	(419.546)	(97.140)	35.659	137.938.322
Saldo final al 31 de diciembre de 2022		218.200.475	14.311.095	15.791.574	996.309.953	2.087.601	46.004.977	2.813.413	618.778	0	350.918	1.296.488.784

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 marzo de 2023 alcanzó a M\$42.615.294 (M\$183.923.309 al 31 de diciembre de 2022) y el valor contable de obras en curso alcanzó a un monto de M\$231.771.982 y M\$218.200.475 al 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022 respectivamente.

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	31-03-2023 M\$	31-12-2022 M\$
Importe en libros de Propiedades, planta y equipo retiradas no mantenidas para la venta.	1.411.852	7.228.777
Importe de desembolsos sobre cuentas de propiedades, planta y equipos en proceso de construcción.	41.521.136	180.258.847

17.5.- Costo por intereses.

Durante el periodo terminado al 31 de marzo de 2023 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2022 no se han capitalizado intereses por no tener activos aptos para dicho efecto.

18.- DETERIORO DE ACTIVOS.

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

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

El criterio utilizado para identificar las Unidades generadoras de efectivo se basa en las características específicas del negocio, en las normas y regulaciones operativas del mercado en que la Sociedad opera y en la organización corporativa, y como tal se ha identificado una única UGE para todo el negocio de distribución en Chile del grupo CGE.

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 2027.

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 actuales del año 2022 indexadas con los parámetros macroeconómicos estimados, crecimiento de ventas físicas y clientes, resultados de fijaciones tarifarias estimados por el área de regulación considerando el rango de rentabilidad mínima y máxima de la industria.
 - 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 2022 fue de un 6,41%.

Como resultado de estas pruebas, Compañía General de Electricidad S.A. determinó que no existen deterioros en el rubro propiedad, planta y equipos, activos intangibles de vida útil indefinida y plusvalía al 31 de diciembre de 2022. No existen indicios de deterioro al 31 de marzo de 2023.

Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2022 se han realizado sensibilizaciones del efecto de la variación en la tasa de descuento, específicamente aumentándola y disminuyéndola en un 1%, resultando las siguientes variaciones en el valor en uso resultante de las proyecciones de M\$1.018.763.170 y M\$1.871.931.000 respectivamente. Como resultado de estas sensibilizaciones, en ambos escenarios no existe un deterioro.

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 marzo de 2023 y 2022 se detallan a continuación:

Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor	01-01-2023 31-03-2023			
	Propiedades, planta y equipo	Activos financieros	Plusvalía	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo		(2.536.177)		(2.536.177)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo		10.646		10.646

Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor	01-01-2022 31-03-2022			
	Propiedades, planta y equipo	Activos financieros	Plusvalía	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo		(4.573.511)		(4.573.511)

Las pérdidas y reversión de pérdidas por deterioro de activos financieros al 31 de marzo de 2023 y 2022, 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	31-03-2023 M\$	31-12-2022 M\$
Relativos a intangibles.	1.153.116	1.193.085
Relativos a ingresos anticipados	8.746.315	8.417.259
Relativos a obligaciones por beneficios a los empleados.	7.369.034	8.742.323
Relativos a pérdidas fiscales.	150.774.967	143.675.823
Relativos a cuentas por cobrar.	13.779.294	14.105.561
Relativos a los inventarios.	7.705.567	7.190.593
Relativos a contratos de leasing.	2.584.788	2.893.916
Relativos a otros.	304.751	308.625
Total	192.417.832	186.527.185

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	31-03-2023 M\$	31-12-2022 M\$
Relativos a propiedades, planta y equipos.	95.558.492	89.614.039
Relativos a intangibles.	71.333.606	72.229.052
Relativos a contratos de leasing.	18.494	21.270
Relativos a otros.	19.674	22.869
Relativos a propiedades de inversión.	1.203.505	945.068
Total	168.133.771	162.832.298

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 marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022:

Movimientos en activos por impuestos diferidos	31-03-2023 M\$	31-12-2022 M\$
Saldo inicial	186.527.185	146.801.925
Incremento (decremento) en activos impuestos diferidos.	5.890.647	39.725.260
Cambios en activos por impuestos diferidos, total	5.890.647	39.725.260
Total	192.417.832	186.527.185

El siguiente es el movimiento de los pasivos por impuestos diferidos al 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022:

Movimientos en pasivos por impuestos diferidos	31-03-2023 M\$	31-12-2022 M\$
Saldo inicial	162.832.298	168.980.343
Incremento (decremento) en pasivos impuestos diferidos.	5.301.473	(6.148.045)
Cambios en pasivos por impuestos diferidos, total	5.301.473	(6.148.045)
Total	168.133.771	162.832.298

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	31-03-2023			31-12-2022		
	Activos (pasivos) M\$	Valores compensados M\$	Saldos netos al cierre M\$	Activos (pasivos) M\$	Valores compensados M\$	Saldos netos al cierre M\$
Activos por impuestos diferidos.	192.417.832	(147.408.559)	45.009.273	186.527.185	(142.267.629)	44.259.556
Pasivos por impuestos diferidos.	(168.133.771)	147.408.559	(20.725.212)	(162.832.298)	142.267.629	(20.564.669)
Total	24.284.061	0	24.284.061	23.694.887	0	23.694.887

20.- OTROS PASIVOS FINANCIEROS.

El detalle de este rubro para los cierres al 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022:

20.1.- Clases de otros pasivos financieros.

Pasivos financieros	Moneda	31-03-2023		31-12-2022	
		Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Préstamos bancarios.	CL \$	8.120.780	38.979.087	6.858.025	40.205.414
Total préstamos bancarios		8.120.780	38.979.087	6.858.025	40.205.414
Obligaciones con el público (bonos)	UF	56.024.868	776.571.336	41.939.703	787.959.484
Pasivos de cobertura (Nota 7.1)	UF	418.684		934.206	
Pasivos de cobertura		418.684	0	934.206	0
Total		64.564.332	815.550.423	49.731.934	828.164.898

CL \$: Pesos chilenos.

UF : Unidad de fomento.

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

Saldos al 31 de marzo 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	31-03-2023	1 hasta 2 años	31-03-2023
									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	9,55%	9,55%	Sin Garantía			2.401.946	2.401.946		0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Santander	CL\$	Al vencimiento	12,76%	12,14%	Sin Garantía			75.875	75.875	24.851.955	24.851.955
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	12,29%	12,29%	Sin Garantía			1.663.743	1.663.743		0
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	1,90%	1,90%	Sin Garantía			1.265.610	1.265.610		0
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A	Banco Scotiabank	CL \$	Al vencimiento	12,30%	12,30%	Sin Garantía	1.044.945			1.044.945		0
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A	Banco Scotiabank	CL \$	Al vencimiento	12,30%	12,30%	Sin Garantía	1.591.225			1.591.225		0
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A	Banco Scotiabank	CL \$	Al vencimiento	12,87%	12,14%	Sin Garantía			33.722	33.722	9.940.875	9.940.875
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	12,38%	12,38%	Sin Garantía			34.802	34.802	2.200.000	2.200.000
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	13,08%	12,34%	Sin Garantía			8.912	8.912	1.986.257	1.986.257
Totales									2.636.170	0	5.484.610	8.120.780	38.979.087	38.979.087

Saldos al 31 de diciembre de 2022.

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	31-12-2022	1 hasta 2 años	31-12-2022
									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	7,32%	6,40%	Sin Garantía	2.427.548			2.427.548		0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Santander	CL\$	Al vencimiento	12,72%	12,10%	Sin Garantía			76.563	76.563	24.826.502	24.826.502
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	11,10%	11,10%	Sin Garantía	1.706.874			1.706.874		0
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	1,90%	1,90%	Sin Garantía		8.068		8.068	1.263.609	1.263.609
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A	Banco Scotiabank	CL \$	Al vencimiento	12,30%	12,30%	Sin Garantía			1.014.655	1.014.655		0
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A	Banco Scotiabank	CL \$	Al vencimiento	12,30%	12,30%	Sin Garantía			1.545.100	1.545.100		0
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A	Banco Scotiabank	CL \$	Al vencimiento	12,87%	12,25%	Sin Garantía			34.028	34.028	9.931.021	9.931.021
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	12,34%	12,34%	Sin Garantía			36.197	36.197	2.200.000	2.200.000
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	13,08%	12,45%	Sin Garantía			8.992	8.992	1.984.282	1.984.282
Totales									4.134.422	8.068	2.715.535	6.858.025	40.205.414	40.205.414

20.3.- Obligaciones con el público. (Bonos)

Saldos al 31 de marzo 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	31-03-2023	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	31-03-2023
										M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
542	BCGEI-I	5.500.000	UF	4,65%	4,76%	11-08-2029	Chile	Semestral	A partir del 02-2024		17.523.000	17.523.000	32.610.856	32.610.856	32.610.856	32.610.856	46.037.535		176.480.959
542	BCGEI-J	500.000	UF	4,75%	5,10%	12-01-2029	Chile	Semestral	Al Vencimiento		179.938	179.938					17.375.749		17.375.749
541	BCGEI-K	2.000.000	UF	4,00%	4,05%	02-12-2031	Chile	Semestral	Al Vencimiento	929.060		929.060					69.475.515		69.475.515
610	BCGET-D	3.500.000	UF	4,30%	4,20%	10-09-2030	Chile	Semestral	A partir del 03-2020		11.607.360	11.607.360	11.319.435	11.319.435	11.319.435	11.319.435	28.453.858		73.731.598
765	BCGED-E	4.000.000	UF	3,85%	3,89%	30-09-2034	Chile	Semestral	A partir del 03-2032		29.494	29.494					71.150.932	70.645.197	141.796.129
916	BCGEI-M	2.000.000	UF	1,95%	2,21%	01-12-2025	Chile	Semestral	A partir del 06-2023	24.175.950		24.175.950	23.716.963	23.450.965					47.167.928
917	BCGEI-N	3.000.000	UF	2,85%	2,90%	01-12-2041	Chile	Semestral	A partir del 06-2035	1.004.020		1.004.020						106.257.982	106.257.982
916	BCGEI-P	2.000.000	UF	1,20%	1,02%	20-06-2025	Chile	Semestral	Al Vencimiento	238.537		238.537		71.394.390					71.394.390
917	BCGEI-Q	2.000.000	UF	1,70%	1,29%	20-06-2030	Chile	Semestral	Al Vencimiento	337.509		337.509					72.891.086		72.891.086
Totales										26.685.076	29.339.792	56.024.868	67.647.254	138.775.646	43.930.291	43.930.291	305.384.675	176.903.179	776.571.336

Saldos al 31 de diciembre de 2022.

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	31-12-2022	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	31-12-2022
										M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
542	BCGEI-I	5.500.000	UF	4,65%	4,76%	11-08-2029	Chile	Semestral	A partir del 02-2024	3.449.748		3.449.748	32.185.064	32.185.064	32.185.064	32.185.064	61.397.467		190.137.723
542	BCGEI-J	500.000	UF	4,75%	5,10%	12-01-2029	Chile	Semestral	Al Vencimiento	385.222		385.222					17.128.648		17.128.648
541	BCGEI-K	2.000.000	UF	4,00%	4,05%	02-12-2031	Chile	Semestral	Al Vencimiento		229.232	229.232					68.507.734		68.507.734
610	BCGET-D	3.500.000	UF	4,30%	4,20%	10-09-2030	Chile	Semestral	A partir del 03-2020	12.655.412		12.655.412	11.171.630	11.171.630	11.171.630	11.171.630	33.674.542		78.361.062
765	BCGED-E	4.000.000	UF	3,85%	3,89%	30-09-2034	Chile	Semestral	A partir del 03-2032	1.375.981		1.375.981					46.814.621	93.114.990	139.929.611
916	BCGEI-M	2.000.000	UF	1,95%	2,21%	01-12-2025	Chile	Semestral	A partir del 06-2023		23.523.353	23.523.353	23.407.297	23.117.526					46.524.823
917	BCGEI-N	3.000.000	UF	2,85%	2,90%	01-12-2041	Chile	Semestral	A partir del 06-2035		253.870	253.870						104.859.427	104.859.427
916	BCGEI-P	2.000.000	UF	1,20%	1,02%	20-06-2025	Chile	Semestral	Al Vencimiento		27.697	27.697		70.492.031					70.492.031
917	BCGEI-Q	2.000.000	UF	1,70%	1,29%	20-06-2030	Chile	Semestral	Al Vencimiento		39.188	39.188					72.018.425		72.018.425
Totales										17.866.363	24.073.340	41.939.703	66.763.991	136.966.251	43.356.694	43.356.694	299.541.437	197.974.417	787.959.484

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

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2023 M\$	31-12-2022 M\$	31-03-2023 M\$	31-12-2022 M\$
Proveedores de energía y otros eléctricos. (*)	217.205.446	208.060.047	1.099.835.808	1.010.108.596
Retenciones.	5.134.700	3.623.021		
Dividendos por pagar.	1.901.437	1.918.461		
Pasivos acumulados (o devengados). (**)	4.733.495	5.490.278		
Proveedores no energéticos.	36.493.906	42.198.603		
Acreedores varios.	13.836.912	12.862.990		
Otros.	181.478	78.275	200.053	200.053
Total	279.487.374	274.231.675	1.100.035.861	1.010.308.649

(*) Ver Nota N° 4.4.

Los principales proveedores del ítem Proveedores de energía de la sociedad y subsidiarias son Engie Energía Chile S.A., Colbún S.A., Cerro Dominador CSP S.A. y AES Andes S.A.

La Sociedad y subsidiarias no tienen proveedores no energéticos de importancia cuyos pasivos superen el 10% de este ítem. Los principales proveedores no energéticos con saldos pendientes de pago son Bureau Veritas Chile S.A., Ingeniería y Servicios Eisesa Ltda., Edith Tapia Meneses, Cam Chile S.A., Electricidad Serbrip Ltda., Ingeniería y Construcciones Eléctricas Ingelec Ltda., Multi Assist S.A. y Oca Ensayos Inspecciones y Certificaciones Chile S.A.

21.1.- Pasivos acumulados (o devengados).

(**) Pasivos acumulados (o devengados).	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2023 M\$	31-12-2022 M\$	31-03-2023 M\$	31-12-2022 M\$
Vacaciones del personal.	4.192.582	4.976.883		
Bonificaciones de feriados	103.017	212.993		
Participación sobre resultados.	359.865	300.402		
Aguinaldos.	78.031			
Total	4.733.495	5.490.278	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
	31-03-2023 M\$	31-03-2023 M\$	31-03-2023 M\$
Hasta 30 días	253.696.829	21.851.134	275.547.963
Entre 31 y 60 días		130	130
Entre 61 y 90 días		130	130
Entre 91 y 120 días			0
Entre 121 y 365 días		3.939.151	3.939.151
Más de 365 días		1.100.035.861	1.100.035.861
Total	253.696.829	1.125.826.406	1.379.523.235

Cuentas comerciales con pagos al día (por vencer) Cuentas comerciales al día según plazo	Bienes y Servicios	Otros	Total
	31-12-2022 M\$	31-12-2022 M\$	31-12-2022 M\$
Hasta 30 días	250.391.909	19.153.489	269.545.398
Entre 31 y 60 días		4.685.314	4.685.314
Entre 61 y 90 días		130	130
Entre 91 y 120 días		130	130
Entre 121 y 365 días		703	703
Más de 365 días	2.595.547	1.007.713.102	1.010.308.649
Total	252.987.456	1.031.552.868	1.284.540.324

Al 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022 no existen cuentas por pagar comerciales con plazos vencidos.

22.- OTRAS PROVISIONES.

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022 es el siguiente:

22.1.- Provisiones – saldos.

Clase de provisiones	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2023 M\$	31-12-2022 M\$	31-03-2023 M\$	31-12-2022 M\$
Provisión de reclamaciones legales.	16.403.678	20.110.269		
Participación en utilidades y bonos.	753.694	4.365.481		
Total	17.157.372	24.475.750	0	0

22.1.1.- Provisiones de reclamaciones legales.

Los montos corresponden a la provisión para ciertas demandas legales contra el Grupo CGE por clientes o particulares afectados con los servicios prestados. 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 CGE 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 marzo de 2023.

Conceptos	Movimiento de provisiones			
	Por reclamaciones legales	Por part. en utilidades y bonos	Otras provisiones	Total al
	M\$	M\$	M\$	31-03-2023 M\$
Saldo al 1 de enero de 2023	20.110.269	4.365.481	0	24.475.750
Provisiones adicionales.	946.956			946.956
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	62.219	926.477		988.696
Provisión utilizada.	(4.477.742)	(4.538.264)		(9.016.006)
Reversión de provisión no utilizada.	(79.504)			(79.504)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	(158.520)			(158.520)
Total cambio en provisiones	(3.706.591)	(3.611.787)	0	(7.318.378)
Saldo al 31 de marzo de 2023	16.403.678	753.694	0	17.157.372

Saldos al 31 de diciembre de 2022.

Conceptos	Movimiento de provisiones			
	Por reclamaciones legales	Por part. en utilidades y bonos	Otras provisiones	Total al
	M\$	M\$	M\$	31-12-2022 M\$
Saldo al 1 de enero de 2022	18.380.364	3.064.985	7.422.608	28.867.957
Provisiones adicionales.	6.109.864			6.109.864
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	141.366	5.624.254	(2.533)	5.763.087
Provisión utilizada.	(3.693.260)	(4.323.758)		(8.017.018)
Reversión de provisión no utilizada.	(526.307)		(7.420.075)	(7.946.382)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	(301.758)			(301.758)
Total cambio en provisiones	1.729.905	1.300.496	(7.422.608)	(4.392.207)
Saldo al 31 de diciembre de 2022	20.110.269	4.365.481	0	24.475.750

23.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022 es el siguiente:

23.1.- Detalle del rubro.

Provisión por beneficios a los empleados	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2023	31-12-2022	31-03-2023	31-12-2022
	M\$	M\$	M\$	M\$
Provisión indemnización años de servicio.			8.757.271	8.997.672
Provisión premio de antigüedad.			428.555	494.316
Provisión beneficios post-jubilatorios.			14.628.374	15.493.516
Total	0	0	23.814.200	24.985.504

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	
	31-03-2023	31-12-2022	31-03-2023	31-12-2022	31-03-2023	31-12-2022
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Valor presente obligación, saldo inicial	8.997.672	8.242.062	494.316	346.839	15.493.516	12.861.320
Costo del servicio corriente obligación plan de beneficios definidos.	115.507	487.840	8.197	21.989	3.764	24.476
Costo por intereses por obligación de plan de beneficios definidos.	110.228	934.788	5.854	45.250	182.729	1.373.485
Ganancias pérdidas actuariales obligación planes de beneficios definidos.	(510.971)	435.229	(89.158)	95.542	(701.769)	2.557.067
Liquidaciones obligación plan de beneficios definidos y transferencia de obligaciones por traspaso de personal desde empresas relacionadas.	44.835	(1.102.247)	9.346	(15.304)	(349.866)	(1.322.832)
Total cambios en provisiones	(240.401)	755.610	(65.761)	147.477	(865.142)	2.632.196
Total	8.757.271	8.997.672	428.555	494.316	14.628.374	15.493.516

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	
	31-03-2023	31-12-2022	31-03-2023	31-12-2022	31-03-2023	31-12-2022
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Obligación presente sin fondos de plan de beneficios definidos.	8.757.271	8.997.672	428.555	494.316	14.628.374	15.493.516
Total	8.757.271	8.997.672	428.555	494.316	14.628.374	15.493.516

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
	01-01-2023	01-01-2022	01-01-2023	01-01-2022	01-01-2023	01-01-2022	
	31-03-2023	31-03-2022	31-03-2023	31-03-2022	31-03-2023	31-03-2022	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Costo del servicio corriente plan de beneficios definidos.	115.507	107.101	8.197	6.925	3.764	4.191	Costo de ventas - gastos de administración.
Costo por intereses plan de beneficios definidos.	110.228	159.508	5.854	8.159	182.729	243.385	Costos Financieros.
Total	225.735	266.609	14.051	15.084	186.493	247.576	

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.	2,22%
Aumento futuros de salarios.	6,60%
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 marzo de 2023, se aplicó la misma metodología utilizada en el ejercicio anterior. Respecto a lo anterior, el Grupo CGE contrató a Mercer (Argentina) S.A., para la determinación de las obligaciones por beneficios definidos.

Al 31 de marzo de 2023, 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	2.083.255	(1.793.090)

23.6.- Flujo y plazo de los compromisos.

El flujo previsto de prestaciones para los próximos años es como sigue:

Promedio ponderado de las obligaciones	Indemnización por años de servicios	Premios por antigüedad	Beneficios post-jubilatorios	Total
	31-03-2023 M\$	31-03-2023 M\$	31-03-2023 M\$	31-03-2023 M\$
Años				
1 Año	858.146	40.341	1.391.714	2.290.201
2 Años	802.586	35.808	1.309.444	2.147.838
3 Años	663.662	40.083	1.234.100	1.937.845
4 años	446.242	43.151	1.155.633	1.645.026
5 Años	645.968	43.457	1.102.127	1.791.552
6 a 10 Años	2.227.036	119.237	4.511.296	6.857.569
Más de 10 Años	3.113.631	106.478	3.924.060	7.144.169
Total	8.757.271	428.555	14.628.374	23.814.200

24.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022 es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2023 M\$	31-12-2022 M\$	31-03-2023 M\$	31-12-2022 M\$
Ingresos diferidos. (*)	34.119.873	33.541.912		
Aportes reembolsables.	677.432	677.928		
Garantías recibidas en efectivo.	3.323.324	3.254.005		
Total	38.120.629	37.473.845	0	0

24.1.- Ingresos diferidos.

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022 es el siguiente:

(*) Detalle de los ingresos diferidos	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2023 M\$	31-12-2022 M\$	31-03-2023 M\$	31-12-2022 M\$
Ingresos diferidos por obras de terceros.	34.119.873	33.541.912		
Total	34.119.873	33.541.912	0	0

El movimiento de este rubro al 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022 es el siguiente:

Movimiento del período ingresos diferidos	31-03-2023 M\$	31-12-2022 M\$
Saldo inicial ingresos diferidos	33.541.912	22.253.239
Adiciones.	4.166.834	26.394.438
Imputación a resultados.	(3.588.873)	(15.105.765)
Total	34.119.873	33.541.912

25.- PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS.

25.1.- Obligaciones por arrendamientos.

El detalle de las obligaciones por arrendamiento y sus plazos de vencimiento al 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022 es el siguiente:

Pagos mínimos a pagar por arrendamiento, obligaciones por arrendamientos	31-03-2023			31-12-2022		
	Bruto	Interés	Valor presente	Bruto	Interés	Valor presente
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Hasta 90 días	981.314	(96.783)	884.531	1.360.387	(139.043)	1.221.344
Más de 90 días hasta 1 año	3.596.998	(333.300)	3.263.698	3.543.650	(332.980)	3.210.670
Más de 1 año hasta 2 años	2.991.102	(227.964)	2.763.138	3.095.885	(255.093)	2.840.792
Más de 2 años hasta 3 años	1.905.942	(117.341)	1.788.601	2.531.835	(147.335)	2.384.500
Más de 3 años hasta 4 años	650.235	(49.700)	600.535	813.337	(53.690)	759.647
Más de 4 años hasta 5 años	254.526	(18.661)	235.865	279.150	(19.700)	259.450
Más de 5 años.	464.473	(25.362)	439.111	486.317	(27.976)	458.341
Total	10.844.590	(869.111)	9.975.479	12.110.561	(975.817)	11.134.744

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 marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022 son las siguientes:

Bienes sujeto a arrendamiento	Tasas de interés
Terreno bajo arrendamientos.	8,54%
Edificio en arrendamiento.	8,54%
Equipamiento de tecnologías de la información bajo arrendamientos.	9,59%
Instalaciones fijas y accesorios bajo arrendamiento.	9,59%
Vehículos de motor, bajo arrendamiento.	11,33%

25.2.- Activos por derecho de uso.

El detalle de los bienes arrendados 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022 es el siguiente:

Propiedades, planta y equipos en arrendamiento, neto	31-03-2023			31-12-2022		
	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.	47.329	(27.103)	20.226	47.446	(28.833)	18.613
Edificio en arrendamiento.	5.755.395	(2.234.118)	3.521.277	6.680.835	(2.869.637)	3.811.198
Equipamiento de tecnologías de la información bajo arrendamientos.	239.696	(110.192)	129.504	239.696	(82.644)	157.052
Instalaciones fijas y accesorios bajo arrendamiento.	3.589.917	(1.299.189)	2.290.728	3.748.375	(1.214.987)	2.533.388
Vehículos de motor, bajo arrendamiento.	3.548.243	(753.217)	2.795.026	5.299.559	(1.877.171)	3.422.388
Total	13.180.580	(4.423.819)	8.756.761	16.015.911	(6.073.272)	9.942.639

Los activos se deprecian en el plazo remanente de los contratos. La depreciación acumulada al 31 marzo de 2023 alcanzó a M\$ 4.423.819 (M\$6.073.272 al 31 de diciembre de 2022).

Los principales bienes arrendados corresponden a edificio corporativo en la comuna de Las Condes, bodegas de materiales de la Comuna de San Bernardo, Vehículos cuya flota asciende a 266 vehículos utilizados en la operación de la Sociedad.

A continuación, se presentan los movimientos por clase de activos originados en el periodo terminado al 31 de marzo de 2023 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2022:

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.	5.825	436.429			240.038	682.292
Retiros.		(63.887)			(559.202)	(623.089)
Gasto por depreciación.	(4.212)	(662.463)	(27.548)	(242.660)	(308.198)	(1.245.081)
Saldo final al 31 de marzo de 2023	20.226	3.521.277	129.504	2.290.728	2.795.026	8.756.761

Movimiento año 2022	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 2022	29.102	2.609.517		3.504.031	2.228.675	8.371.325
Adiciones.	5.941	4.210.337	239.696	158.458	2.569.139	7.183.571
Retiros.		(417.904)			(28.763)	(446.667)
Gasto por depreciación.	(16.430)	(2.590.752)	(82.644)	(1.129.101)	(1.346.663)	(5.165.590)
Saldo final al 31 de diciembre de 2022	18.613	3.811.198	157.052	2.533.388	3.422.388	9.942.639

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, créditos bancarios, obligaciones con el público en su modalidad de bonos y pagarés.

26.2.- Capital suscrito y pagado.

El capital suscrito y pagado al 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022 asciende a M\$ 1.232.423.425.

26.3.- Número de acciones suscritas y pagadas.

Al 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022 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 2022, se aprobó el pago del dividendo definitivo N° 12 de \$ 0,791 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2021, el cual se pagó con fecha 29 de abril de 2022, por un total de M\$ 1.597.738.

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 marzo de 2023 ascienden a M\$ (1.248.037). (M\$ (2.215.047) al 31 de diciembre de 2022), 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 marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022.

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
			31-03-2023	31-12-2022	31-03-2023		31-12-2022	
			%	%	M\$	M\$	M\$	M\$
88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	44,83508%	44,83508%	35.874.677	361.313	35.529.962	3.203.809
79.882.520-8	TV Red S.A.	Chile	10,00000%	10,00000%	24.149	(29.270)	53.419	(60.840)
99.548.240-1	CGE Magallanes S.A.	Chile	0,10518%	0,10518%	24.811	516	24.316	4.206
Total					35.923.637	332.559	35.607.697	3.147.175

26.7.- Transacciones con participaciones no controladoras.

Al 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022 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 marzo de 2023.

Movimientos de otros resultados integrales al 31-03-2023	Porción atribuible a los accionistas de la controladora			Porción atribuible al interés no controlante			Total		
	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$
Ganancia (pérdida) después de impuestos			6.869.496			332.559			7.202.055
Reservas de cobertura de flujo de efectivo									
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujo de efectivo.	(253.503)	68.446	(185.057)			0	(253.503)	68.446	(185.057)
Total movimientos del período o ejercicio	(253.503)	68.446	(185.057)	0	0	0	(253.503)	68.446	(185.057)
Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios definidos									
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	1.324.671	(357.661)	967.010	(22.758)	6.144	(16.614)	1.301.913	(351.517)	950.396
Total movimientos del período o ejercicio	1.324.671	(357.661)	967.010	(22.758)	6.144	(16.614)	1.301.913	(351.517)	950.396
Total movimientos del período o ejercicio	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total resultado integral			7.651.449			315.945			7.967.394

Movimientos al 31 de marzo de 2022.

Movimientos de otros resultados integrales al 31-03-2022	Porción atribuible a los accionistas de la controladora			Porción atribuible al interés no controlante			Total		
	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$
Ganancia (pérdida) después de impuestos			(2.585.069)			585.990			(1.999.079)
Reservas de cobertura de flujo de caja									
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujo de efectivo.	6.464.266	(1.745.352)	4.718.914			0	6.464.266	(1.745.352)	4.718.914
Total movimientos del período o ejercicio	6.464.266	(1.745.352)	4.718.914	0	0	0	6.464.266	(1.745.352)	4.718.914
Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios									
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	(1.897.374)	512.291	(1.385.083)	(97.146)	26.229	(70.917)	(1.994.520)	538.520	(1.456.000)
Total movimientos del período o ejercicio	(1.897.374)	512.291	(1.385.083)	(97.146)	26.229	(70.917)	(1.994.520)	538.520	(1.456.000)
Total resultado integral			748.762			515.073			1.263.835

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

Ingresos de actividades ordinarias	01-01-2023 31-03-2023 M\$	01-01-2022 31-03-2022 M\$
Ventas	581.041.727	412.919.860
Venta de energía, peajes y transmisión.	581.035.327	412.389.941
Venta de mercaderías, materiales y equipos.	6.400	529.919
Prestaciones de servicios	28.049.151	12.653.598
Servicios y recargos regulados.	19.231.285	6.724.572
Arriendo de equipos de medida y otros.	1.567.605	1.203.929
Servicios de mantenimiento de equipos a clientes.	28.148	
Apoyos en postación.	893.178	686.957
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas.	3.976.924	1.325.535
Servicios de televisión por cable	946.818	1.079.552
Otras prestaciones	1.405.193	1.633.053
Total	609.090.878	425.573.458

El Grupo CGE no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios en los periodos terminados al 31 de marzo de 2023 y 2022.

27.2.- Otros ingresos, por función.

Otros ingresos por función	01-01-2023 31-03-2023 M\$	01-01-2022 31-03-2022 M\$
Arriendo de oficinas a terceros.	318.168	337.956
Otros ingresos de operación.	2.056.894	2.100.286
Total	2.375.062	2.438.242

En el ítem otros ingresos de operación se registran arriendos de propiedades y servicios prestados a empresas relacionadas fuera del perímetro de CGE e indemnizaciones por daños a la red.

28.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES.

Los ítems del estado de resultados por función por los periodos terminados al 31 de marzo de 2023 y 2022 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	01-01-2023 31-03-2023 M\$	01-01-2022 31-03-2022 M\$
Costo de venta.	563.372.640	397.712.442
Costo de administración.	29.393.168	24.529.455
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.	2.525.531	4.573.511
Total	595.291.339	426.815.408

28.1.- Gastos por naturaleza.

Apertura de gastos por naturaleza	01-01-2023 31-03-2023	01-01-2022 31-03-2022
	M\$	M\$
Compra de energía.	516.903.451	357.993.787
Compra de gas.	5.117.075	3.751.310
Gastos de personal.	6.726.774	5.323.246
Gastos de operación y mantenimiento.	28.170.664	23.784.570
Gastos de administración.	21.381.100	18.047.712
Provisión de incobrables	2.525.531	4.548.581
Depreciación.	11.702.902	11.549.745
Amortización.	2.763.842	1.816.457
Total	595.291.339	426.815.408

28.2.- Gastos de personal.

Gastos de personal	01-01-2023 31-03-2023	01-01-2022 31-03-2022
	M\$	M\$
Sueldos y salarios.	5.075.815	4.383.811
Beneficios a corto plazo a los empleados.	1.005.455	839.593
Beneficios por terminación.	645.504	99.842
Total	6.726.774	5.323.246

28.3.- Depreciación y amortización.

Detalle	01-01-2023 31-03-2023	01-01-2022 31-03-2022
	M\$	M\$
Depreciación y retiros		
Costo de ventas.	10.733.656	10.611.883
Gasto de administración.	969.246	937.862
Otras ganancias (pérdidas).	1.411.852	955.787
Total depreciación	13.114.754	12.505.532
Amortización		
Costo de ventas.	132	1.720
Gasto de administración.	2.763.710	1.814.737
Total amortización	2.763.842	1.816.457
Total	15.878.596	14.321.989

28.4.- Otras ganancias (pérdidas).

Detalle	01-01-2023 31-03-2023	01-01-2022 31-03-2022
	M\$	M\$
Castigos o retiros de propiedades, planta y equipos.	(1.411.852)	(955.787)
Venta de chatarra.	158.043	261.600
Venta de propiedades, planta y equipo.	(71)	
Juicios o arbitrajes.	(1.042.119)	(1.663.249)
Remuneraciones del directorio.	(49.472)	(38.799)
Otras (pérdidas) ganancias.	346.829	314.287
Aportes de terceros para financiar obras propias	3.591.557	3.218.839
Total	1.592.915	1.136.891

29.- RESULTADO FINANCIERO.

Los ítems adjuntos de ingresos financieros, costos financieros, resultados por unidades de reajustes y diferencias de cambio del estado de resultados por función por los periodos terminados al 31 de marzo de 2023 y 2022 se detallan a continuación.

Resultado financiero	01-01-2023 31-03-2023	01-01-2022 31-03-2022
	M\$	M\$
Ingresos financieros		
Intereses comerciales.	797.681	118.987
Ingresos por otros activos financieros.	4.679.366	6.070.428
Ingreso por intereses cuenta corriente mercantil.	177.854	104.557
Otros ingresos financieros.	731.105	3.206
Total ingresos financieros	6.386.006	6.297.178
Costos financieros		
Gastos por préstamos bancarios.	(1.417.805)	(116.825)
Gastos por obligaciones con el público (bonos).	(6.944.691)	(6.430.863)
Gastos por arrendamientos financieros.	(144.137)	(99.301)
Gastos por valoración derivados financieros.	(3.346.367)	(5.916.605)
Gastos por intereses cuenta corriente mercantil.	(2.295.136)	(561.111)
Gastos por intereses préstamos empresas relacionadas.	(126.484)	
Otros gastos. (*)	(583.638)	(1.624.738)
Total costos financieros	(14.858.258)	(14.749.443)
Total diferencias de cambio (Nota 29.1)	4.290.818	1.265.231
Total resultados por unidades de reajuste (Nota 29.2)	(6.824.724)	(6.611.438)
Total	(11.006.158)	(13.798.472)

(*) El ítem otros gastos de los costos financieros al 31 de marzo de 2023 está compuesto por costos de intereses de beneficios al personal en base a NIC 19 por M\$298.810, intereses de reliquidación por M\$186.502 y por otros gastos bancarios por M\$98.326. Al 31 de marzo de 2022 dicho ítem se descompone por costos de intereses de beneficios al personal en base a NIC 19 por M\$411.053, intereses de reliquidación por M\$1.125.009 y por otros gastos bancarios por M\$88.676.

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

Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera.	01-01-2023 31-03-2023	01-01-2022 31-03-2022
	M\$	M\$
Diferencias de cambio por activos		
Efectivo y equivalentes al efectivo.	(17.353)	(157.641)
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	(76.561.315)	(29.455.807)
Total diferencias de cambio por activos	(76.578.668)	(29.613.448)
Diferencias de cambio por pasivos		
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	80.710.966	30.560.664
Otras provisiones.	158.520	318.015
Total diferencias de cambio por pasivos	80.869.486	30.878.679
Total diferencia de cambios neta	4.290.818	1.265.231

Los efectos en resultados de los períodos terminados al 31 de marzo de 2023 y 2022 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	01-01-2023 31-03-2023	01-01-2022 31-03-2022
	M\$	M\$
Unidades de reajuste por activos		
Otros activos financieros.	4.035.361	9.446.232
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	(5.639)	2.465
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.		810
Activos por impuestos.	148.722	72.569
Total unidades de reajuste por activos	4.178.444	9.522.076
Unidades de reajuste por pasivos		
Otros pasivos financieros.	(10.940.702)	(16.806.259)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(60.868)	889.633
Otros pasivos no financieros.	1.902	
Pasivos por arrendamientos.	(3.500)	(216.888)
Total unidades de reajuste por pasivos	(11.003.168)	(16.133.514)
Total unidades de reajuste neto	(6.824.724)	(6.611.438)

30.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.

En los períodos terminados al 31 de marzo de 2023 y 2022 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 periodo terminado al 31 de marzo de 2023 se originó un abono a resultados por impuesto a las ganancias ascendente a M\$ 440.697 y al 31 de marzo de 2022 un abono por M\$9.466.210.

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes corriente y diferida	01-01-2023 31-03-2023 M\$	01-01-2022 31-03-2022 M\$
Impuestos corrientes a las ganancias		
(Gasto) ingreso por impuestos corrientes.	(3.604)	(154.634)
Ajustes al impuesto corriente de períodos anteriores.	(427.938)	(117.686)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(431.542)	(272.320)
Impuestos diferidos		
(Gasto) ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias.	755.706	9.709.309
Otros componentes del (gasto) ingreso por impuestos diferido.	116.533	29.221
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos, neto	872.239	9.738.530
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	440.697	9.466.210

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 periodos terminados al 31 de marzo de 2023 y 2022.

Conciliación del gasto por impuestos utilizando la tasa legal con el gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	01-01-2023 31-03-2023 M\$	01-01-2023 31-03-2023 %	01-01-2022 31-03-2022 M\$	01-01-2022 31-03-2022 %
Ganancia contable	6.761.358		(11.465.289)	
Total de (gasto) ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(1.825.567)	27,0%	3.095.628	27,0%
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(2.667.676)	39,5%	1.389.422	12,1%
Efecto fiscal de pérdidas fiscales	6.303.728	-93,2%	5.104.605	44,5%
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y gasto por impuestos (ingreso)	(1.369.788)	20,3%	(123.445)	-1,1%
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	2.266.264	-33,5%	6.370.582	55,6%
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	440.697	-6,5%	9.466.210	82,6%

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

Importes antes de impuestos	01-01-2023 31-03-2023			01-01-2022 31-03-2022		
	Importe antes de impuestos M\$	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias M\$	Importe después de impuestos M\$	Importe antes de impuestos M\$	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias M\$	Importe después de impuestos M\$
Cobertura de flujo de efectivo.	(253.503)	68.446	(185.057)	6.464.266	(1.745.352)	4.718.914
Ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	1.301.913	(351.517)	950.396	(1.994.520)	538.520	(1.456.000)
Total		(283.071)			(1.206.832)	

31.- GANANCIAS POR ACCIÓN.

La utilidad 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 FUNCION	01-01-2023 31-03-2023	01-01-2022 31-03-2022
	M\$	M\$
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	6.869.496	(2.585.069)
Ganancia (pérdida) por acción básica y diluidas en operaciones continuadas. (\$)	3,40	(1,28)
Cantidad de acciones	2.019.896.893	2.019.896.893

No existen transacciones o conceptos que generen efecto dilutivo.

32.- INFORMACIÓN POR SEGMENTO.

32.1.- Criterios de segmentación.

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

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

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

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

32.2.- Cuadros patrimoniales.

32.2.1.- Activos por segmentos.

ACTIVOS	Eléctrico Chile		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	31-03-2023 M\$	31-12-2022 M\$	31-03-2023 M\$	31-12-2022 M\$	31-03-2023 M\$	31-12-2022 M\$
ACTIVOS CORRIENTES						
Efectivo y equivalentes al efectivo.	77.833.998	32.826.815			77.833.998	32.826.815
Otros activos financieros.		53.566.429			0	53.566.429
Otros activos no financieros.	4.856.468	3.024.181			4.856.468	3.024.181
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	469.925.496	450.662.188			469.925.496	450.662.188
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	14.031.290	11.964.612	(8.672.520)	(6.459.762)	5.358.770	5.504.850
Inventarios.	3.666.266	3.357.705			3.666.266	3.357.705
Activos por impuestos.	1.696.055	1.386.255			1.696.055	1.386.255
Total activos corrientes	572.009.573	556.788.185	(8.672.520)	(6.459.762)	563.337.053	550.328.423
ACTIVOS NO CORRIENTES						
Otros activos financieros.	16.849.111	15.913.980			16.849.111	15.913.980
Otros activos no financieros.	8.280	8.280			8.280	8.280
Cuentas por cobrar.	1.162.989.062	1.056.801.236			1.162.989.062	1.056.801.236
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	54.358.306	53.887.368	(54.358.306)	(53.887.368)	0	0
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	623.555.976	624.456.554			623.555.976	624.456.554
Plusvalía.	161.446.233	161.446.233			161.446.233	161.446.233
Propiedades, planta y equipo.	1.327.104.131	1.296.488.784			1.327.104.131	1.296.488.784
Propiedad de inversión.	7.675.048	7.675.048			7.675.048	7.675.048
Activos por derecho de uso	8.756.761	9.942.639			8.756.761	9.942.639
Activos por impuestos diferidos.	45.009.273	44.259.556			45.009.273	44.259.556
Total activos no corrientes	3.407.752.181	3.270.879.678	(54.358.306)	(53.887.368)	3.353.393.875	3.216.992.310
TOTAL ACTIVOS	3.979.761.754	3.827.667.863	(63.030.826)	(60.347.130)	3.916.730.928	3.767.320.733

32.2.2.- Pasivos y Patrimonio por segmentos.

PASIVOS	Eléctrico Chile		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	31-03-2023 M\$	31-12-2022 M\$	31-03-2023 M\$	31-12-2022 M\$	31-03-2023 M\$	31-12-2022 M\$
PASIVOS CORRIENTES						
Otros pasivos financieros.	64.564.332	49.731.934			64.564.332	49.731.934
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	279.487.374	274.231.676		(1)	279.487.374	274.231.675
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	120.501.093	65.204.742	(8.672.520)	(6.459.761)	111.828.573	58.744.981
Otras provisiones.	17.157.372	24.475.750			17.157.372	24.475.750
Otros pasivos no financieros.	38.120.629	37.473.845			38.120.629	37.473.845
Pasivos por arrendamientos.	4.148.229	4.432.014			4.148.229	4.432.014
Total pasivos corrientes	523.979.029	455.549.961	(8.672.520)	(6.459.762)	515.306.509	449.090.199
PASIVOS NO CORRIENTES						
Otros pasivos financieros.	815.550.423	828.164.898			815.550.423	828.164.898
Cuentas por pagar.	1.100.035.861	1.010.308.649			1.100.035.861	1.010.308.649
Otras provisiones.	290	244	(290)	(244)	0	0
Pasivo por impuestos diferidos.	20.725.212	20.564.669			20.725.212	20.564.669
Provisiones por beneficios a los empleados.	23.814.200	24.985.504			23.814.200	24.985.504
Pasivos por arrendamientos.	5.827.250	6.702.730			5.827.250	6.702.730
Total pasivos no corrientes	1.965.953.236	1.890.726.694	(290)	(244)	1.965.952.946	1.890.726.450
TOTAL PASIVOS	2.489.932.265	2.346.276.655	(8.672.810)	(6.460.006)	2.481.259.455	2.339.816.649
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.	305.215.297	297.854.837	(33.492.307)	(33.001.343)	271.722.990	264.853.494
Otras reservas.	(95.329.054)	(96.090.593)	(9.269.525)	(9.289.939)	(104.598.579)	(105.380.532)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.	1.453.886.169	1.445.764.170	(54.338.333)	(53.867.783)	1.399.547.836	1.391.896.387
Participaciones no controladoras.	35.943.320	35.627.038	(19.683)	(19.341)	35.923.637	35.607.697
Total patrimonio	1.489.829.489	1.481.391.208	(54.358.016)	(53.887.124)	1.435.471.473	1.427.504.084
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	3.979.761.754	3.827.667.863	(63.030.826)	(60.347.130)	3.916.730.928	3.767.320.733

32.3.- Cuadros de resultados por segmentos.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Eléctrico Chile		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	01-01-2023 31-03-2023 M\$	01-01-2022 31-03-2022 M\$	01-01-2023 31-03-2023 M\$	01-01-2022 31-03-2022 M\$	01-01-2023 31-03-2023 M\$	01-01-2022 31-03-2022 M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	609.098.462	425.835.520	(7.584)	(262.062)	609.090.878	425.573.458
Costo de ventas	(563.372.640)	(397.974.504)		262.062	(563.372.640)	(397.712.442)
Ganancia bruta	45.725.822	27.861.016	(7.584)	0	45.718.238	27.861.016
Otros ingresos, por función.	2.663.554	2.438.242	(288.492)		2.375.062	2.438.242
Gasto de administración.	(29.689.244)	(24.529.455)	296.076		(29.393.168)	(24.529.455)
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.	(2.525.531)	(4.573.511)			(2.525.531)	(4.573.511)
Otras ganancias (pérdidas).	1.592.915	1.136.891			1.592.915	1.136.891
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	17.767.516	2.333.183	0	0	17.767.516	2.333.183
Ingresos financieros.	6.537.075	6.392.103	(151.069)	(94.925)	6.386.006	6.297.178
Costos financieros.	(15.009.327)	(14.844.368)	151.069	94.925	(14.858.258)	(14.749.443)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	491.324	746.676	(491.324)	(746.676)	0	0
Diferencias de cambio.	4.290.818	1.265.231			4.290.818	1.265.231
Resultados por unidades de reajuste.	(6.824.724)	(6.611.438)			(6.824.724)	(6.611.438)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	7.252.682	(10.718.613)	(491.324)	(746.676)	6.761.358	(11.465.289)
Gasto por impuestos a las ganancias.	440.697	9.466.210			440.697	9.466.210
Ganancia (pérdida)	7.693.379	(1.252.403)	(491.324)	(746.676)	7.202.055	(1.999.079)
Ganancia (pérdida) atribuible a						
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	7.360.460	(1.839.083)	(490.964)	(745.986)	6.869.496	(2.585.069)
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras.	332.919	586.680	(360)	(690)	332.559	585.990
Ganancia (pérdida)	7.693.379	(1.252.403)	(491.324)	(746.676)	7.202.055	(1.999.079)
Depreciación y retiros	13.114.754	12.505.532			13.114.754	12.505.532
Amortización	2.763.842	1.816.457			2.763.842	1.816.457
EBITDA	33.646.112	16.655.172	0	0	33.646.112	16.655.172

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

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	Eléctrico Chile		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	01-01-2023	01-01-2022	01-01-2023	01-01-2022	01-01-2023	01-01-2022
	31-03-2023 M\$	31-03-2022 M\$	31-03-2023 M\$	31-03-2022 M\$	31-03-2023 M\$	31-03-2022 M\$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación.	10.522.525	(17.619.567)	(60.670)	42.460	10.461.855	(17.577.107)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión.	(54.741.506)	(43.098.235)	2.238.344	3.677.976	(52.503.162)	(39.420.259)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación.	89.208.811	(13.523.867)	(2.177.674)	(3.720.436)	87.031.137	(17.244.303)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios	44.989.830	(74.241.669)	0	0	44.989.830	(74.241.669)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.	17.353	157.641			17.353	157.641
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	45.007.183	(74.084.028)	0	0	45.007.183	(74.084.028)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	32.826.815	223.143.677			32.826.815	223.143.677
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio	77.833.998	149.059.649	0	0	77.833.998	149.059.649

33.- SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA.

33.1.- Resumen de saldos en moneda extranjera.

Saldos al 31 de marzo 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 31-03-2023 M\$
			Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Total corrientes M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Más de 5 años M\$	Total no corrientes M\$	
Activos corrientes	US \$	12.677	12.677		12.677				0	12.677
Activos corrientes	EUR \$	14.684	14.684		14.684				0	14.684
Activos no corrientes	US \$	1.073.707.087			0		1.073.707.087		1.073.707.087	1.073.707.087
Total activos en moneda extranjera	M/e	1.073.734.448	27.361	0	27.361	0	1.073.707.087	0	1.073.707.087	1.073.734.448
Pasivos corrientes	US \$	1.944.506		1.944.506	1.944.506				0	1.944.506
Pasivos no corrientes	US \$	1.099.835.807			0		1.099.835.807		1.099.835.807	1.099.835.807
Total pasivos en moneda extranjera	M/e	1.101.780.313	0	1.944.506	1.944.506	0	1.099.835.807	0	1.099.835.807	1.101.780.313

Saldos al 31 de diciembre de 2022.

Resumen moneda extranjera	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes				Total 31-12-2022 M\$
			Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Total corrientes M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Más de 5 años M\$	Total no corrientes M\$	
Activos corrientes	US \$	63.963	63.963		63.963				0	63.963
Activos corrientes	EUR \$	5.224	5.224		5.224				0	5.224
Activos no corrientes	US \$	970.517.391			0		970.517.391		970.517.391	970.517.391
Total activos en moneda extranjera	M/e	970.586.578	69.187	0	69.187	0	970.517.391	0	970.517.391	970.586.578
Pasivos corrientes	US \$	2.445.730		2.445.730	2.445.730				0	2.445.730
Pasivos no corrientes	US \$	1.010.108.596			0		1.010.108.596		1.010.108.596	1.010.108.596
Total pasivos en moneda extranjera	M/e	1.012.554.326	0	2.445.730	2.445.730	0	1.010.108.596	0	1.010.108.596	1.012.554.326

33.2.- Saldos en moneda extranjera, activos.

Saldos al 31 de marzo 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 31-03-2023 M\$
			Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Total corrientes M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Más de 5 años M\$	Total no corrientes M\$	
Efectivo y equivalentes al efectivo.	US \$	12.677	12.677		12.677				0	12.677
Efectivo y equivalentes al efectivo.	EUR \$	14.684	14.684		14.684				0	14.684
Derechos por cobrar.	US \$	1.073.707.087			0		1.073.707.087		1.073.707.087	1.073.707.087
Total activos en moneda extranjera	M/e	1.073.734.448	27.361	0	27.361	0	1.073.707.087	0	1.073.707.087	1.073.734.448

Saldos al 31 de diciembre de 2022.

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 31-12-2022 M\$
			Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Total corrientes M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Más de 5 años M\$	Total no corrientes M\$	
Efectivo y equivalentes al efectivo.	US \$	63.963	63.963		63.963				0	63.963
Efectivo y equivalentes al efectivo.	EUR \$	5.224	5.224		5.224				0	5.224
Derechos por cobrar.	US \$	970.517.391			0		970.517.391		970.517.391	970.517.391
Total activos en moneda extranjera	M/e	970.586.578	69.187	0	69.187	0	970.517.391	0	970.517.391	970.586.578

33.3.- Saldos en moneda extranjera, pasivos.

Saldos al 31 de marzo 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 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\$	Más de 5 años M\$	Total no corrientes M\$	31-03-2023 M\$
Otras provisiones a corto plazo.	US \$	1.944.506		1.944.506	1.944.506				0	1.944.506
Otras cuentas por pagar	US \$	1.099.835.807			0		1.099.835.807		1.099.835.807	1.099.835.807
Total pasivos en moneda extranjera		1.101.780.313	0	1.944.506	1.944.506	0	1.099.835.807	0	1.099.835.807	1.101.780.313

Saldos al 31 de diciembre de 2022.

Detalle moneda extranjera - pasivos corrientes y no corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes				Total pasivos
			Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Total corrientes M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Más de 5 años M\$	Total no corrientes M\$	31-12-2022 M\$
Otras provisiones a corto plazo.	US \$	2.445.730		2.445.730	2.445.730				0	2.445.730
Otras cuentas por pagar	US \$	1.010.108.596			0		1.010.108.596		1.010.108.596	1.010.108.596
Total pasivos en moneda extranjera		1.012.554.326	0	2.445.730	2.445.730	0	1.010.108.596	0	1.010.108.596	1.012.554.326

34.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.

34.1.- Juicios y otras acciones legales.

- 34.1.1.- Nombre del Juicio: “Albornoz y otros con CGED”
Fecha: 29 de octubre 2016.
Tribunal: 2° Juzgado Civil de Temuco.
Rol N°: 1.954-2019.
Materia: Demanda indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 400.000.
Estado: Sentencia desfavorable que condena al pago de M\$ 24.000. Etapa de cumplimiento, a la espera de la liquidación del tribunal prueba.
- 34.1.2.- Nombre del Juicio: “Benítez con CGED.”
Fecha: 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.
- 34.1.3. Nombre del Juicio: “Sernac con CGED.”
Fecha: 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: Con fecha 25 de julio de 2022, la Corte Suprema rechazó el recurso de casación interpuesto, confirmando la sentencia condenatoria de primera instancia. La sentencia se encuentra en etapa de cumplimiento.
- 34.1.4.- Nombre del Juicio: “Inversiones, Asesorías y Capacitación Castellano Limitada con CGED”
Fecha: 4 de diciembre de 2017.
Tribunal: 28° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 22.726-2017.
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en la comuna de Litueche.
Cuantía: M\$ 150.000.
Estado: Con fecha 25 de febrero de 2020, se rechazó la demanda. Con fecha 29 de agosto de 2022 la Corte de Apelaciones confirmó el fallo de primera instancia (Rol 10374— 2019). Con fecha 15 de septiembre el demandante presenta recurso de casación el que fue declarado inadmisibile con fecha 21 de marzo de 2023. El demandante repuso de la inadmisibilidad (Rol 115103 – 2022)

- 34.1.5.- Nombre del Juicio: “Bancalari con CGE S.A.”
Fecha: 18 de diciembre de 2017.
Tribunal: 12° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 32.645-2017.
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio en las comunas de Chiguayante y Concepción.

Cuantía: M\$ 307.000.
Estado: Con fecha 26 de octubre de 2020, se acogió la demanda por M\$101.859. Con fecha 9 de febrero de 2022 la Corte de Apelaciones confirmó el fallo de primera instancia. Se presentó recurso de casación el cual se encuentra pendiente.
- 34.1.6.- Nombre del Juicio: “Canteras Lonco con CGE S.A.”
Fecha: 28 de diciembre de 2017.
Tribunal: 12° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 35.369-2017
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio en las comunas de Chiguayante y Concepción.

Cuantía: M\$ 180.000.
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, el que se encuentre pendiente.
- 34.1.7.- Nombre del Juicio: “Roberto Tamm y Compañía con CGED”
Fecha: 28 de marzo de 2018.
Tribunal: 2° Juzgado Civil de Rancagua.
Rol N°: 2.525-2018
Materia: Indemnización de perjuicios.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Etapa de prueba finalizada con diligencias pendientes. La causa se encuentra archivada.
- 34.1.8.- Nombre del Juicio: “Fisco con CONAFE”
Fecha: 3 de agosto de 2018.
Tribunal: 4° Juzgado Civil de Valparaíso.
Rol N°: 1.200-2018.
Materia: Demanda de cobro de pesos por reembolso de pago por traslado de instalaciones.

Cuantía: M\$ 449.184.
Estado: Cumplimiento incidental de la sentencia.

- 34.1.9.- Nombre del Juicio: “Agrícola Esmeralda con CGE”
 Fecha: 29 de agosto de 2018.
 Tribunal: 11° Juzgado Civil de Santiago.
 Rol N°: 23.147-2018.
 Materia: Indemnización de perjuicios por incendio en la comuna de Melipilla.
 Cuantía: M\$ 5.000.000.
 Estado: Con fecha 17 de julio de 2020, se rechazó la demanda. Con fecha 16 de septiembre de 2020, la demandante presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 34.1.10.- Nombre del Juicio: “Calufquir y otros con CGE”.
 Fecha: 17 de marzo de 2020.
 Tribunal: Juzgado de Pitruftuen.
 Rol N°: 70-2019.
 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.
 Cuantía: Indeterminada.
 Estado: Etapa de discusión finalizada.
- 34.1.11.- Nombre del Juicio: “Rojas con CGE”
 Fecha: 7 de febrero de 2019.
 Tribunal: 10° Juzgado Civil de Santiago.
 Rol N°: 38.187-2018.
 Materia: Cobro de facturas.
 Cuantía: M\$ 158.468.
 Estado: Con fecha 28 de mayo de 2020, se rechazó la demanda. Se encuentra pendiente la notificación de la sentencia.
- 34.1.12.- Nombre del Juicio: “Sociedad de Inversiones Frulac con CGE”
 Fecha: 19 de marzo de 2019.
 Tribunal: 1° Juzgado Civil de Rancagua.
 Rol N°: 9.809-2018.
 Materia: Indemnización de perjuicios.
 Cuantía: M\$ 158.000.
 Estado: Etapa de prueba concluida. Causa actualmente archivada.
- 34.1.13.- Nombre del Juicio: “Agrícola Santa Carmencita con CGE”
 Fecha: 25 de marzo de 2019.
 Tribunal: 3° Juzgado Civil de Talca.
 Rol N°: 1.047-2019.
 Materia: Demanda de indemnización por servidumbre.
 Cuantía: M\$ 756.610.
 Estado: Sentencia favorable para CGE de primera instancia de fecha 28 de junio de 2022. Pendiente de resolver apelación del demandante en contra de la sentencia definitiva.

- 34.1.14.- Nombre del Juicio: “Burgos con CGE”
 Fecha: 15 de mayo de 2019.
 Tribunal: 2° Juzgado Civil de Temuco.
 Rol N°: 637-2019.
 Materia: Indemnización de perjuicios.
 Cuantía: Indeterminada.
 Estado: Etapa de prueba.
- 34.1.15.- Nombre del Juicio: “Megalelectric con CGE”
 Fecha: 20 de mayo de 2019.
 Tribunal: 21° Juzgado Civil de Santiago.
 Rol N°: 645-2019.
 Materia: Cobro de facturas.
 Cuantía: M\$ 376.000.
 Estado: Acumulada a causa Rol 38187-2018 del 10° Juzgado Civil de Santiago (Rojas con CGE informada en N°16).
- 34.1.16.- Nombre del Juicio: “Sociedad Energía Eléctrica Asegim con CGE”
 Fecha: 11 de junio de 2019.
 Tribunal: 7° Juzgado Civil de Santiago.
 Rol N°: 5.333-2019.
 Materia: Indemnización de perjuicios.
 Cuantía: M\$ 1.430.000.
 Estado: Etapa de prueba. La causa se encuentra actualmente archivada.
- 34.1.17.- Nombre del Juicio: “Pool con CGE”
 Fecha: 1 de agosto de 2019.
 Tribunal: 2° Juzgado Civil de Antofagasta.
 Rol N°: 4.118-2019.
 Materia: Indemnización de perjuicios.
 Cuantía: M\$ 330.000.
 Estado: Con fecha 28 de junio de 2022 se dictó sentencia favorable para CGE de primera instancia, la que fue confirmada por la Corte de Apelaciones con fecha 9 de febrero de 2023. La contraparte dedujo recurso de casación con fecha 24 de febrero de 2023, el que se encuentra pendiente.
- 34.1.18.- Nombre del Juicio: “Aes Gener con CGE”
 Fecha: 5 de septiembre de 2019.
 Tribunal: Juez Arbitro Claudio Undurraga Abbott.
 Rol N°: 3.856-2019.
 Materia: Resolución de diferencias ocurridas en relación con contrato de suministro eléctrico.
 Cuantía: M\$ 40.898.398.
 Estado: Pendiente dictación de la sentencia.

- 34.1.19.- Nombre del Juicio: “Servicios Profesionales S.A. con CGE”
Fecha: 4 de octubre de 2019.
Tribunal: 19° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 27.454-2019.
Materia: Cumplimiento de contrato con indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 212.541.
Estado: Pendiente dictación de la sentencia.
- 34.1.20.- Nombre del Juicio: “Electricidad Aescor con CGE”
Fecha: 15 de noviembre de 2011.
Tribunal: Primer Juzgado Civil de Rancagua.
Rol N°: 8.372-2019.
Materia: Indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 250.000.
Estado: Etapa de discusión. Causa archivada.
- 34.1.21.- Nombre del Juicio: “ODECU con CGE”.
Fecha: 17 de enero de 2020.
Tribunal: 20° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 31.803-2019.
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.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Etapa de prueba.
- 34.1.22.- Nombre del Juicio: “SACYR con CGE”.
Fecha: 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: Etapa de Prueba.
- 34.1.23.- Nombre del Juicio: “Vigueras y otros con CGE”.
Fecha: 17 de febrero de 2020.
Tribunal: Juzgado de Letras y garantía de Lebu.
Rol N°: 407-2019
Materia: reclamación judicial monto de indemnización por servidumbre eléctrica.
Cuantía: M\$ 1.098.813.
Estado: Con fecha 20 de mayo de 2022, se dictó sentencia de primera instancia que acogió la demanda por el monto de M\$375.061. Con fecha 3 de junio de 2022, se presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Concepción, el que se encuentra pendiente de resolución.

- 34.1.24.- Nombre del Juicio: "CGE con CMPC".
Fecha: 10 de enero de 2020.
Tribunal: 17° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 741-2020.
Materia: Cumplimiento de contrato de compraventa de energía y potencia eléctrica.
Cuantía: M\$ 340.558.
Estado: Esperando dictación de la sentencia.
- 34.1.25.- Nombre del Juicio: "Pinochet con CGE"
Fecha: 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: A la espera de sentencia de primera instancia.
- 34.1.26.- Nombre del Juicio: "Arellano con CGE"
Fecha: 30 de abril de 2020.
Tribunal: 3° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 24.603-2019.
Materia: Demanda colectiva por Ley de Protección a los Consumidores por eventos ocurridos en el mes de mayo de 2019 en la comuna de Padre Hurtado.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Etapa de discusión.
- 34.1.27.- Nombre del Juicio: "Simón con CGE"
Fecha: 19 de mayo de 2020.
Tribunal: 18° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 31.762-2019.
Materia: Precario.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Etapa de discusión.
- 34.1.28.- Nombre del Juicio: "DB Ingeniería con CGE"
Fecha: 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. Pendiente notificación de la sentencia.

- 34.1.29.- Nombre del Juicio: "Pontigo con CGE"
 Fecha: 1 de agosto de 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: Pendiente dictación de sentencia de primera instancia.
- 34.1.30.- Nombre del Juicio: "Quemchi con CGE"
 Fecha: 2 de octubre de 2020
 Tribunal: 7° Civil de Santiago.
 Rol N°: 13.500-2020.
 Materia: Declarativo de derechos.
 Cuantía: Indeterminado. Se pretende que no se cobre a la demandante el uso de instalaciones de transmisión.
 Estado: Etapa de prueba.
- 34.1.31.- Nombre del Juicio: "Diego de Almagro Solar con CGE"
 Fecha: 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: Pendiente dictación de sentencia de primera instancia.
- 34.1.32.- Nombre del Juicio: "Asociación de Consumidores y Usuarios del Maule con CGE"
 Fecha: 30 de noviembre de 2020
 Tribunal: 1° Juzgado Civil de Talca.
 Rol N°: 3.069-2020.
 Materia: Juicio colectivo por Ley del consumidor.
 Cuantía: Indeterminada.
 Estado: Etapa de prueba.
- 34.1.33.- Nombre del Juicio: "Constructora Independencia con CGE"
 Fecha: 11 de enero de 2021
 Tribunal: Tribunal de la libre competencia.
 Rol N°: 417-2021.
 Materia: Libre competencia.
 Cuantía: Indeterminada.
 Estado: Etapa de prueba.
- 34.1.34.- Nombre del Juicio: "Evergreen con CGE"
 Fecha: 12 de enero de 2021
 Tribunal: 25° Juzgado Civil de Santiago.
 Rol N°: 18.949-20.
 Materia: Indemnización de perjuicios.
 Cuantía: M\$ 3.214.493.
 Estado: Etapa de discusión finalizado.

- 34.1.35.- Nombre del Juicio: “Inmobiliaria del Carmen con CGE”
Fecha: 27 de junio de 2017
Tribunal: Santa Cruz.
Rol N°: 811-2017.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Nilahue Baraona.
Cuantía: M\$ 4.338.530.
Estado: Etapa prueba finalizada, con resolución donde se cita a oír sentencia de fecha 18 de noviembre 2022, Se encuentra acumulado con causas 1330-2020, 326-2021 y 1348-2017.
- 34.1.36.- Nombre del Juicio: “Forster con CGE”
Fecha: 12 de enero de 2021
Tribunal: Santa Cruz.
Rol N°: 1.330-2020.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Nilahue Baraona.
Cuantía: M\$ 1.401.818.
Estado: Se encuentra acumulado con causas 811-2017, 326-2021 y 1348-2017. Demanda rechazada en primera instancia por falta de legitimación activa con por sentencia de fecha 8 de febrero de 2023. Pendiente casación de la contraparte presentada con fecha 21 de febrero de 2023.
- 34.1.37.- Nombre del Juicio: “Sociedad Comercial Vassal con CGE”
Fecha: 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: Pendiente dictación de sentencia de primera instancia.
- 34.1.38.- Nombre del Juicio: “LLadser con CGE”
Fecha: 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 la sentencia.
- 34.1.39.- Nombre del Juicio: “Yelcho con CGE”
Fecha: 21 de octubre de 2020
Tribunal: 4° Juzgado Civil de Talca.
Rol N°: 2.062-19.
Materia: Precario.
Cuantía: Indeterminado. Se solicita que CGE retire sus instalaciones, en virtud de un presupuesto existente por M\$47.038.
Estado: Etapa de prueba.

- 34.1.40.- Nombre del Juicio: “Inmobiliaria Nueva Esperanza con CGE”
Fecha: 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.
- 34.1.41.- Nombre del Juicio: “Viveros con CGE”
Fecha: 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: Etapa de prueba.
- 34.1.42.- Nombre del Juicio: “Remoltrac y otros con CGE”
Fecha: 22 de julio de 2021.
Tribunal: 2° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 3.632-2021.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 1.500.000.
Estado: Etapa de prueba.
- 34.1.43.- Nombre del Juicio: “Rodríguez y otros con CGE”
Fecha: 13 de septiembre de 2021.
Tribunal: 13° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 6.479-2021.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 1.111.314.
Estado: Etapa de prueba.
- 34.1.44.- Nombre del Juicio: “Ventana Minerals con CGE”
Fecha: 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: Etapa de discusión.
- 34.1.45.- Nombre del Juicio: “CGE con Municipalidad de Talcahuano”
Fecha: 24 de septiembre de 2021.
Tribunal: 2° Civil de Talcahuano.
Rol N°: 1.566-2021.
Materia: Cobranza judicial de deuda eléctrica.
Cuantía: M\$ 1.050.512.
Estado: Etapa de prueba.

- 34.1.46.- Nombre del Juicio: "Asociación de Consumidores y Usuarios del Maule con CGE"
Fecha: 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: Etapa de prueba.
- 34.1.47.- Nombre del Juicio: "Agrícola Forestal Deuca con CGE"
Fecha: 17 de noviembre de 2021.
Tribunal: 30° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 939-2021.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 2.542.147.
Estado: Etapa de discusión.
- 34.1.48.- Nombre del Juicio: "Manríquez con CGE"
Fecha: 23 de noviembre de 2021.
Tribunal: 6° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 475-2021.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 195.000.
Estado: Etapa de discusión.
- 34.1.49.- Nombre del Juicio: "Faúndez con CGE"
Fecha: 13 de diciembre de 2021.
Tribunal: San Javier.
Rol N°: 379-2021.
Materia: Emplazamiento de líneas eléctricas.
Cuantía: Indeterminada
Estado: Sentencia de fecha 26 de diciembre de 2022. Pendiente notificación.
- 34.1.50.- Nombre del Juicio: "Agrícola Alaska con CGE"
Fecha: 15 de diciembre de 2021.
Tribunal: 1° juzgado de Curicó.
Rol N°: 1.837-2021.
Materia: Denuncia de obra nueva.
Cuantía: Indeterminada
Estado: Etapa de Prueba.
- 34.1.51.- Nombre del Juicio: "HDI Seguros S.A. con CGE"
Fecha: 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: Pendiente dictación de sentencia de primera instancia.

- 34.1.52.- Nombre del Juicio: “Ingeniería y Construcción Parada Limitada con CGE”
Fecha: 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: Etapa de prueba.
- 34.1.53.- Nombre del Juicio: “Godoy y Otros con CGE”
Fecha: 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: Etapa de prueba.
- 34.1.54.- Nombre del Juicio: “PMGD Pepa SpA con CGE”
Fecha: 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: Etapa de prueba.
- 34.1.55.- Nombre del Juicio: “Ingenieros y Consultores Márquez Rojas Limitada”
Fecha: 15 de marzo de 2022.
Tribunal: 27° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 9.741-2021.
Materia: Indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 583.927.
Estado: Etapa de discusión.
- 34.1.56.- Nombre del Juicio: “Agrícola Alaska con CGE”
Fecha: 21 de abril de 2022.
Tribunal: 1° Juzgado Civil de Curicó.
Rol N°: 481-2022.
Materia: Demanda declarativa de mera certeza.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Etapa de prueba.
- 34.1.57.- Nombre del Juicio: “Juan Morales Tapia con CGE”
Fecha: 16 de mayo de 2022.
Tribunal: 4° Juzgado de Letras de Copiapó.
Rol N°: 355-2022.
Materia: Demanda de Indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 298.580.
Estado: Etapa de prueba.

- 34.1.58.- Nombre del Juicio: “Comercializadora Río Claro del Maule S.A con CGE”
Fecha: 24 de junio de 2022.
Tribunal: 2° Juzgado Civil de Talca.
Rol N°: 663-2022.
Materia: Demanda de Indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 298.604.
Estado: Etapa de discusión.
- 34.1.59.- Nombre del Juicio: “Sanhueza con CGE”
Fecha: 7 de marzo de 2019.
Tribunal: 1° Juzgado Civil de Concepción.
Rol N°: 313-2019.
Materia: Demanda de Indemnización de perjuicios por muerte por electrocución.
Cuantía: M\$ 560.000.
Estado: Sentencia de primera instancia condena al pago de M\$ 220.000 de manera simplemente conjunta con la Municipalidad de Hualqui. Apelación presentada con fecha 5 de enero de 2023, se encuentra pendiente.
- 34.1.60.- Nombre del Juicio: “Parra con CGE”
Fecha: 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, apelación que se encuentra pendiente.
- 34.1.61.- Nombre del Juicio: “Minera Altos de Punitaqui con CGE y CGET”
Fecha: 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 discusión.
- 34.1.62.- Nombre del Juicio: “ODECU con CGE”
Fecha: 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 discusión.

- 34.1.63.- Nombre del Juicio: "Comafri S.A. con CGE"
 Fecha: 29 de noviembre de 2022.
 Tribunal: 9° Juzgado Civil de Santiago.
 Rol N°: 11.248-2022
 Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por responsabilidad contractual.
 Cuantía: M\$ 427.768.
 Estado: Etapa de discusión.
- 34.1.64.- Nombre del Juicio: "María José Arjona y otros con CGE"
 Fecha: 2 de diciembre de 2022.
 Tribunal: Juzgado de Letras de Cauquenes.
 Rol N°: 539-2022
 Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por Incendio.
 Cuantía: M\$ 416.375.
 Estado: Etapa de discusión.
- 34.1.65.- Nombre del Juicio: "Manuel Salazar Cáceres y otros con CGE"
 Fecha: 2 de diciembre de 2022.
 Tribunal: Juzgado de Letras de Cauquenes.
 Rol N°: 507-2022
 Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por Incendio.
 Cuantía: M\$ 525.700.
 Estado: Etapa de discusión.
- 34.1.66.- Nombre del Juicio: "Flores y Otros con CGE"
 Fecha: 19 de diciembre de 2022.
 Tribunal: 2° Juzgado Civil de Santiago.
 Rol N°: 14.461-2022.
 Materia: Demanda por daños en incendio.
 Cuantía: M\$ 1.791.293.
 Estado: Etapa de discusión.
- 34.1.67.- Nombre del Juicio: "Flores con CGE"
 Fecha: 20 de diciembre de 2022.
 Tribunal: 9° Juzgado Civil de Iquique.
 Rol N°: 15.133-2022.
 Materia: Daños por incendio.
 Cuantía: M\$ 585.100.
 Estado: Etapa de discusión.
- 34.1.68.- Nombre del Juicio: "Inmobiliaria SAC con CGE"
 Fecha: 21 de enero de 2023.
 Tribunal: Juzgado de Policía Local de Padre Hurtado.
 Rol N°: 187.395-PC.
 Materia: Infracción Ley del Consumidor e Indemnización de perjuicios.
 Cuantía: M\$ 207.040.
 Estado: Etapa de discusión.

- 34.1.69.- Nombre del Juicio: “Riveros con CGE”
 Fecha: 14 de marzo de 2023.
 Tribunal: 11° Juzgado Civil de Santiago.
 Rol N°: 3.630-2023.
 Materia: Indemnización de perjuicios.
 Cuantía: M\$ 3.421.280.
 Estado: Etapa de discusión.
- 34.1.70.- Nombre del Juicio: “Plaza con CGE”
 Fecha: 17 de marzo de 2023.
 Tribunal: 10° Juzgado Civil de Santiago.
 Rol N°: 12.776-2022.
 Materia: Indemnización de perjuicios por responsabilidad extracontractual.
 Cuantía: M\$ 153.740.
 Estado: Etapa de discusión.
- 34.1.71.- Nombre del Juicio: “López con CGE”
 Fecha: 29 de marzo de 2023.
 Tribunal: 1° Juzgado de Letras de Talca.
 Rol N°: 428-2023.
 Materia: Indemnización de perjuicios por muerte de electrocución.
 Cuantía: M\$ 600.000.
 Estado: Etapa de discusión.

34.2.- Sanciones administrativas.

- 34.2.1.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 10.802 de fecha 10 de febrero de 2022., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 3.500 UTM: Demora en reposición del suministro eléctrico en la Región del Maule. Con fecha 17 de febrero de 2022 se presentó ante SEC recurso de reposición, el cual fue rechazado por la SEC mediante resolución exenta número 35.412. Con fecha 29 de agosto de 2022 se presentó recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el cual se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.2.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 33.191 de fecha 25 de agosto de 2020., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 25.000 UTM: Exceder índices SAIDI en comunas de la región de O’Higgins. Se interpuso recurso de reposición con fecha 1 de septiembre de 2020, el cual fue rechazado por la SEC mediante resolución exenta número 35.225, notificada con fecha 19 de abril del año 2022. Con fecha 3 de mayo de 2022 se presentó recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el cual fue acogido rebajando la multa a 1000 UTM. No obstante, la SEC presentó una apelación ante la Corte Suprema el cual está pendiente de resolverse.
- 34.2.3.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 33.192 de fecha 25 de agosto de 2020., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 9.000 UTM: Exceder índices SAIDI en comunas de la región de Tarapacá. Se interpuso recurso de reposición con fecha 1 de septiembre de 2020, el cual fue rechazado por la SEC mediante resolución exenta número 35.225, notificada con fecha 19 de abril del año 2022. Con fecha 3 de mayo de 2022 se presentó recurso de reclamación por ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el cual fue acogido rebajando la multa a 1000 UTM. No

obstante, la SEC presentó una apelación ante la Corte Suprema el cual está pendiente de resolverse.

- 34.2.4.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 33.202 de fecha 25 de agosto de 2020., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 4.000 UTM: Exceder índices SAIDI en comunas de la región de Coquimbo. Se interpuso recurso de reposición con fecha 1 de septiembre de 2020, el cual fue rechazado por la SEC mediante resolución exenta número 35.218, notificada con fecha 19 de abril del año 2022. Con fecha 3 de mayo de 2022 se presentó recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el cual fue acogido rebajando la multa a 1000 UTM, No obstante, la SEC presentó una apelación ante la Corte Suprema el cual está pendiente de resolverse.
- 34.2.5.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 33.203 de fecha 25 de agosto de 2020, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 4.000 UTM: Exceder índice SAIDI en comunas de la región Metropolitana. Se interpuso recurso de reposición con fecha 1 de septiembre de 2020, el cual fue rechazado por la SEC mediante resolución exenta número 35.218, notificada con fecha 19 de abril del año 2022. Con fecha 3 de mayo de 2022 se presentó recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el cual fue acogido rebajando la multa a 1000 UTM. No obstante, la SEC presentó una apelación ante la Corte Suprema el cual está pendiente de resolverse.
- 34.2.6.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 33.204 de fecha 25 de agosto de 2020, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 5.000 UTM: Exceder índices SAIDI en comunas de la región de Antofagasta. Se interpuso recurso de reposición con fecha 1 de septiembre de 2020, el cual fue rechazado por la SEC mediante resolución exenta número 35.220, notificada con fecha 19 de abril del año 2022. Con fecha 3 de mayo de 2022 se presentó recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el cual fue acogido rebajando la multa a 1000 UTM. No obstante, la SEC presentó una apelación ante la Corte Suprema el cual está pendiente de resolverse.
- 34.2.7.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 33.205 de fecha 25 de agosto de 2020, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 10.000 UTM: Exceder índice SAIDI en comunas de la región de Ñuble. Se interpuso recurso de reposición con fecha 1 de septiembre de 2020, el cual fue rechazado por la SEC mediante resolución exenta número 35.220, notificada con fecha 19 de abril del año 2022. Con fecha 3 de mayo de 2022 se presentó recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el cual fue acogido rebajando la multa a 1000 UTM, No obstante, la SEC presentó una apelación ante la Corte Suprema el cual está pendiente de resolverse.
- 34.2.8.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 33.206 de fecha 25 de agosto de 2020., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 45.000 UTM: Exceder índices SAIDI en comunas de la región de la Araucanía. Se interpuso recurso de reposición con fecha 1 de septiembre de 2020, el cual fue rechazado por la SEC mediante resolución exenta número 35.222, notificada con fecha 19 de abril del año 2022. Con fecha 3 de mayo de 2022 se presentó recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el cual fue acogido rebajando la multa a 5000 UTM. No obstante, la SEC presentó una apelación ante la Corte Suprema el cual está pendiente de resolverse.

- 34.2.9.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 33.207 de fecha 25 de agosto de 2020., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 105.000 UTM: Índice SAIDI en comunas de la región del Maule. Se interpuso recurso de reposición con fecha 1 de septiembre de 2020, el cual fue rechazado. Con fecha 27 de marzo de 2021, se presentó recurso de reclamación ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el cual fue acogido rebajando la multa a 10.000 U TM. No obstante, la SEC presentó una apelación ante la Corte Suprema el cual está pendiente de resolverse.
- 34.2.10.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 34.563 de fecha 12 de mayo de 2021., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 14.000 UTM: No mantener las instalaciones en buen estado y en condiciones de seguridad, región de la Araucanía. Con fecha 1 de junio de 2021, se presentó recurso de reclamación por ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago. Con fecha 3 de febrero de 2022 se acoge en parte el recurso de reclamación interpuesto, rebajándose la multa de 14.000 UTM a 9.000 UTM. Frente a este fallo, la SEC presentó con fecha 15 de febrero de 2022, recurso de apelación ante la Corte Suprema, el cual se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.11.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 11.964 de fecha 4 de mayo de 2022., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 39.800 UTM: Incumplimiento de índice SAIDI en comunas de la Región del Maule. Con fecha 11 de mayo de 2022 se presentó ante SEC recurso de reposición el cual fue rechazado mediante Resolución 35438, por lo que se presentó reclamo de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones.
- 34.2.12.- 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 SEC recurso de reposición el cual fue rechazado mediante Resolución 35434, por lo que se presentó reclamo de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones.
- 34.2.13.- 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 SEC recurso de reposición el cual fue rechazado mediante Resolución 35437, por lo que se presentó reclamo de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones.
- 34.2.14.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 11.957 de fecha 4 de mayo de 2022., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 24.600 UTM: Incumplimiento de índice SAIDI en comunas de la Región de Antofagasta. Con fecha 11 de mayo de 2022 se presentó ante SEC recurso de reposición el cual fue rechazado mediante Resolución 35433, por lo que se presentó reclamo de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones.
- 34.2.15.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 13.017 de fecha 5 de julio de 2022., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 2.500 UTM: Demora respuesta conexiones PMGD. Con fecha 12 de julio de 2022 se presentó ante SEC recurso de reposición el que fue admitido parcialmente, rebajando la multa a 1.000 UTM, mediante la Resolución Exenta N° 35461. Se presenta un reclamo de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones el cual no se ha resuelto.

34.2.16.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 128.579/2022 y multada por Resoluciones Exentas N° 15413 y la N°15738 , de fecha no determinada, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 15.000 UTM: No dar cumplimiento a las exigencias de plazos máximos para 7.417 solicitudes de conexión o ampliación de servicio durante el año 2021: La multa se deja sin efecto mediante Resolución N° 16280, no obstante, atendido la magnitud de la misma y la circunstancia de que la SEC mantenga su decisión de multar, CGE tiene una exposición que debe provisionarse.

34.3.- Sanciones.

34.3.1.- De la Comisión para el Mercado Financiero.

CGE, sus subsidiarias, los Directores y Ejecutivos de las empresas que componen el Grupo CGE, no han sido sancionados por la Comisión para el Mercado Financiero durante el periodo terminado al 31 de marzo de 2023 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2022.

34.3.2.- De otras autoridades administrativas.

Los Directores y Ejecutivos no han sido sancionados por otras autoridades administrativas durante el periodo terminado al 31 de marzo de 2023 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2022.

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

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:

Indice	BCGEI - I	BCGEI - J	BCGEI - K	BCGET - E	BCGET - D	BCGEI - M	BCGEI - N	BCGEI - P	BCGEI - Q
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
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
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
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

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.

Descripción de opción de rescate anticipado voluntario

- 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.
- 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.
- 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.
- 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	$< 0 = 1,1$ veces	0,56 Veces	Trimestral	Bonos
Activos libres de garantías reales	Activos sin Garantía/total deuda financiera no garantizada	$> 0 = 1,2$ veces	4,45 Veces	Trimestral	Bonos
Activos libres de garantías reales	Activos sin Garantía/Saldo insoluto de línea N° 916	$> 0 = 1,2$ veces	27,52 Veces	Trimestral	Bonos
Activos libres de garantías reales	Activos sin Garantía/Saldo insoluto de línea N° 917	$> 0 = 1,2$ veces	22,02 Veces	Trimestral	Bonos
Patrimonio mínimo	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	$> UF 25.000.000$	UF 39.340.238	Trimestral	Bonos
Activos en el sector Eléctrico y Gas	Activos sector eléctrico y gas/Capital insoluto línea bonos N°541	> 2 veces	53,86 Veces	Trimestral	Bonos
Activos en el sector Eléctrico y Gas	Activos sector eléctrico y gas/Capital insoluto línea bonos N°542	> 2 veces	17,95 Veces	Trimestral	Bonos

Otros Resguardos: Causal de Rescate Anticipado

Causal de Rescate Anticipado Voluntario	Activos en transmisión y distribución de electricidad	> o = 70% de Activos Totales	97,83% de los Activos Totales	Trimestral	Bonos
---	---	------------------------------	-------------------------------	------------	-------

Al cierre de los estados financieros consolidados intermedios al 31 de marzo de 2023 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 intermedios del 31 de marzo de 2023 y al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2022 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 marzo de 2022 y 31 de diciembre de 2022 es la siguiente:

Subsidiaria / área	31-03-2023				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Compañía General de Electricidad S.A.	53	460	263	776	776
CGE Magallanes S.A. y subsidiarias	6	29	98	133	133
Total	59	489	361	909	909

Subsidiaria / área	31-12-2022				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Compañía General de Electricidad S.A.	48	449	254	751	743
CGE Magallanes S.A. y subsidiarias	7	28	98	133	135
Total	55	477	352	884	878

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 y que se efectuarán relacionados con normas de medioambiente al 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022:

Al 31 de marzo 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.	Insonorización Central Tres Puentes	Medición de ruido centrales Edelmag	Activo	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	Mantenimiento 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 a comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantenimiento de grúas y equipos pesados	420	06-02-2023
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 a comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantenimiento de grúas y equipos pesados	418	01-01-2023
Totales					12.293	

Al 31 de diciembre de 2022.

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.	Reducción de emisiones de Nox	Consumibles Operación SCR Central Puerto Williams	Gasto	Materiales equipos de Centrales de Generación	2.848	31-12-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría jurídica	Asesoría jurídico-ambiental Res Ex. 654 y PdC ROL F-007-2020	Gasto	Asesorías técnicas	4.296	27-12-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría Jurídica	Asesoría jurídico-ambiental Res Ex. 654 y PdC ROL F-007-2020	Gasto	Asesorías técnicas	4.822	27-12-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Medición ruido Central Tres Puentes por parte de la Entidad Técnica de Fiscalización Ambiental (ETFA)	Apoyo para realizar medición del ruido en Central Tres Puentes	Gasto	Asesorías técnicas	306	25-12-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Noviembre/Diciembre)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi.	Gasto	Asesorías técnicas	436	25-12-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Disposición residuos peligrosos	Disposición residuos de las centrales generadoras de EDELMAG	Gasto	Manejo de residuos	12.854	23-12-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mediciones de ruido CTP	Monitoreos resoluciones de calificación ambiental 2022	Gasto	Asesorías técnicas	1.961	23-12-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Servicio de monitoreo calidad de aire CTP	Monitoreos resoluciones de calificación ambiental 2022	Gasto	Asesorías técnicas	12.713	23-12-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Desarrollo calculadora impuestos verdes	Impuestos verdes	Gasto	Asesorías técnicas	3.149	20-12-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Implementación de SCR Unidades CPO	Implementación de equipos para abatimiento de emisiones de Nox	Activo	Medidas de abatimiento de emisiones de Nox	7.078	14-12-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Implementación de SCR Unidades CPW	Implementación de equipos para abatimiento de emisiones de Nox	Activo	Medidas de abatimiento de emisiones de Nox	8.349	14-12-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Implementación de SCR Unidades CPO	Implementación de equipos para abatimiento de emisiones de Nox	Activo	Medidas de abatimiento de emisiones de Nox	15.644	14-12-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Implementación de SCR Unidades CPW	Implementación de equipos para abatimiento de emisiones de Nox	Activo	Medidas de abatimiento de emisiones de Nox	18.451	14-12-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Puerto Natales	Estado de pago final ingeniería ruido Central Puerto Natales	Activo	Ingeniería Insonorización Central Puerto Natales	12.635	06-12-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Implementación de SCR Unidades CPO	Implementación de equipos para abatimiento de emisiones de Nox	Activo	Medidas de abatimiento de emisiones de Nox	15.630	05-12-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Implementación de SCR Unidades CPW	Implementación de equipos para abatimiento de emisiones de Nox	Activo	Medidas de abatimiento de emisiones de Nox	20.980	05-12-2022
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	414	04-12-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reducción de emisiones de Nox	Consumibles Operación SCR Central Puerto Williams	Gasto	Materiales equipos de Centrales de Generación	9.344	28-11-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Aseroría PDC ROL F-007-2020	Asesoría jurídico-ambiental Res Ex. 654 y PdC ROL F-007-2020	Gasto	Asesorías técnicas	4.611	25-11-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría PDC ROL F-007-2020	Asesoría jurídico-ambiental Res Ex. 654 y PdC ROL F-007-2020	Gasto	Asesorías técnicas	4.263	25-11-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi.	Gasto	Asesorías técnicas	426	23-11-2022

Al 31 de diciembre de 2022. (continuación)

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.	Disposición residuos peligrosos	Disposición residuos de las Centrales Generadoras de EDELMAG	Gasto	Manejo de residuos	7.493	21-11-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reportabilidad emisiones 2022 IIVV, según Presupuesto JHG 125-0-22. pago 3 de 4	Impuestos verdes	Gasto	Asesorías técnicas	3.258	16-11-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Porvenir	Implementación de medidas de control de ruido en Central Porvenir	Activo	Obra Insonorización Central Porvenir	39.756	15-11-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asistencia remota Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS)	Revisión data tercer trimestre 2022	Gasto	Asesorías técnicas	288	08-11-2022
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	412	04-11-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reducción de emisiones de Nox	Consumibles Operación SCR Central Puerto Williams	Gasto	Materiales equipos de Centrales de Generación	12.017	31-10-2022
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	408	31-10-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Disposición residuos peligrosos	Disposición residuos de las Centrales Generadoras de EDELMAG	Gasto	Manejo de residuos	160	31-10-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi.	Gasto	Asesorías técnicas	295	30-09-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reducción de emisiones de Nox	Consumibles Operación SCR Central Puerto Williams	Gasto	Materiales equipos de Centrales de Generación	6.471	30-09-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Porvenir	Implementación de medidas de control de ruido en Central Porvenir	Activo	Obra Insonorización Central Porvenir	43.301	23-09-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Implementación de SCR Unidades CPW	Implementación de equipos para abatimiento de emisiones de Nox	Activo	Medidas de abatimiento de emisiones de Nox	1.177	23-09-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Catastro SISAT	Cumplimiento Res. Ex. N 2547/2021, Superintendencia del Medio Ambiente	Gasto	Asesorías técnicas	1.366	22-09-2022
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	403	03-09-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reducción de emisiones de Nox	Consumibles Operación SCR Central Puerto Williams	Gasto	Materiales Equipos de Centrales de Generación	10.369	31-08-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Levantamiento aspectos ambientales	Elaboración matriz cumplimiento aspectos ambientales	Gasto	Asesorías técnicas	2.538	29-08-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría jurídica	Asesoría jurídico-ambiental Res Ex. 654 y PdC ROL F-007-2020 (may a jul)	Gasto	Asesorías técnicas	3.045	29-08-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Porvenir	Implementación de medidas de control de ruido en Central Porvenir	Activo	Obra Insonorización Central Porvenir	65.915	22-08-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Implementación de SCR Unidades CPO	Implementación de equipos para abatimiento de emisiones de Nox	Activo	Medidas de abatimiento de emisiones de Nox	2.500	22-08-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Implementación de SCR Unidades CPW	Implementación de equipos para abatimiento de emisiones de Nox	Activo	Medidas de abatimiento de emisiones de Nox	4.790	22-08-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Puerto Natales	Anticipo ingeniería ruido Central Puerto Natales	Gasto	Ingeniería Insonorización Central Puerto Natales	5.214	20-08-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asistencia remota Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS)	Revisión data segundo trimestre 2022	Gasto	Asesorías técnicas	111	11-08-2022

Al 31 de diciembre de 2022. (continuación)

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.	Calibración mensual CEMS HITACHI	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi.	Gasto	Asesorías técnicas	838	10-08-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reportabilidad emisiones 2022 IIVV	Impuestos verdes	Gasto	Asesorías técnicas	3.143	09-08-2022
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	398	04-08-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reducción de Emisiones de Nox	Flete Consumibles Operación SCR Central Santiago - Punta Arenas	Gasto	Servicios de fletes	4.200	31-07-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reducción de Emisiones de Nox	Consumibles Operación SCR Central Porvenir	Gasto	Materiales equipos de Centrales de Generación	4.211	31-07-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reducción de Emisiones de Nox	Consumibles Operación SCR Central Puerto Williams	Gasto	Materiales equipos de Centrales de Generación	3.988	31-07-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Porvenir	Implementación de medidas de control de ruido en Central Porvenir	Activo	Obra Insonorización Central Porvenir	12.828	25-07-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Implementación de SCR Unidades CPO	Implementación de equipos para abatimiento de emisiones de Nox	Activo	Medidas de abatimiento de emisiones de Nox	10.035	25-07-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Implementación de SCR Unidades CPW	Implementación de equipos para abatimiento de emisiones de Nox	Activo	Medidas de abatimiento de emisiones de Nox	17.647	25-07-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría jurídica	Asesoría jurídico-ambiental Res Ex. 654 y PdC ROL F-007-2020 (mar-abr)	Gasto	Asesorías técnicas	2.697	25-07-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría jurídica	Asesoría jurídico-ambiental Res Ex. 654 y PdC ROL F-007-2020 (ene-feb)	Gasto	Asesorías técnicas	2.349	25-07-2022
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 (Pago 80%)	Gasto	Asesorías técnicas	9.098	19-07-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en Línea del CEMS - SMA	Servicios de enlace dedicado comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantenición de grúas y equipos pesados	394	06-07-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Modelación de emisiones unidades generadoras para RETC	Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes	Gasto	Asesorías técnicas	1.326	05-07-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Acompañamiento conexión CEMS	Soporte anual de conexión en línea	Gasto	Asesorías técnicas	3.001	01-07-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Acompañamiento conexión CEMS	Elaboración de procedimientos, QA/QC Conexión remota	Gasto	Asesorías técnicas	1.003	01-07-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reducción de emisiones de Nox	Flete Consumibles Operación SCR Central Tres Puentes - Porvenir	Gasto	Servicios de Fletes	950	30-06-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Provisión de cilindros de gases de calibración	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi.	Gasto	Mantenimiento de maquinarias y equipos	3.076	30-06-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Abr-May)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi.	Gasto	Asesorías técnicas	721	30-06-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Porvenir	Implementación de medidas de control de ruido en Central Porvenir	Activo	Obra Insonorización Central Porvenir	102.085	24-06-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Implementación de SCR Unidades CPO	Implementación de equipos para abatimiento de emisiones de Nox	Activo	Medidas de abatimiento de emisiones de Nox	264	24-06-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Implementación de SCR Unidades CPW	Implementación de equipos para abatimiento de emisiones de Nox	Activo	Medidas de abatimiento de emisiones de Nox	1.794	24-06-2022

Al 31 de diciembre de 2022. (continuación)

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.	Disposición residuos peligrosos	Disposición residuos de las Centrales Generadoras de EDELMAG	Gasto	Manejo de residuos	7.193	22-06-2022
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	389	03-06-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantenimiento periódico Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS) TG Hitachi	Mantenimiento del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi.	Gasto	Mantenimiento de maquinarias y equipos	6.388	25-05-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Porvenir	Implementación de medidas de control de ruido en Central Porvenir	Activo	Obra Insonorización Central Porvenir	58.336	23-05-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Implementación de SCR Unidades CPO	Implementación de equipos para abatimiento de emisiones de Nox	Activo	Medidas de abatimiento de emisiones de Nox	495	23-05-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Implementación de SCR Unidades CPW	Implementación de equipos para abatimiento de emisiones de Nox	Activo	Medidas de abatimiento de emisiones de Nox	38.199	23-05-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reducción de emisiones de Nox	Flete Consumibles Operación SCR Santiago - P.Arenas	Gasto	Mantenición de grúas y equipos pesados	3.900	19-05-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reducción de emisiones de Nox	Flete Consumibles Operación SCR Ferry - Central Tres Puentes	Gasto	Mantenición de grúas y equipos pesados	200	17-05-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Servicio de reportabilidad de emisiones para Impuestos Verdes en Edelmag	Gestión datos Impuestos Verdes AyT	Gasto	Mantenición de grúas y equipos pesados	107	06-05-2022
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 (Pago 20%)	Gasto	Asesorías técnicas	2.202	02-05-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reducción de emisiones de Nox	Flete Consumibles Operación SCR Central Puerto Williams	Gasto	Mantenición de grúas y equipos pesados	932	01-05-2022
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	383	01-05-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Porvenir	Implementación de medidas de control de ruido en Central Porvenir	Activo	Obra Insonorización Central Porvenir	64.046	25-04-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Implementación de SCR Unidades CPO	Implementación de equipos para abatimiento de emisiones de Nox	Activo	Medidas de abatimiento de emisiones de Nox	139.095	25-04-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Implementación de SCR Unidades CPW	Implementación de equipos para abatimiento de emisiones de Nox	Activo	Medidas de abatimiento de emisiones de Nox	133.448	25-04-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Acompañamiento conexión CEMS	Verificación mensual conexión CEMS TG HITACHI - SMA	Gasto	Asesorías técnicas	2.409	22-04-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reducción de emisiones de Nox	Consumibles Operación SCR Central Porvenir	Gasto	Mantenición de grúas y equipos pesados	3.039	20-04-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reducción de emisiones de Nox	Consumibles Operación SCR Central Puerto Williams	Gasto	Mantenición de grúas y equipos pesados	9.729	20-04-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mediciones de ruido Central Puerto Natales	Regularización superación en 2 receptores	Gasto	Asesorías técnicas	4.209	19-04-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Servicio de reportabilidad de emisiones año 2022 para Impuestos Verdes en Edelmag (pago 1 de 4)	Impuestos verdes	Gasto	Asesorías técnicas	2.998	19-04-2022
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	378	07-04-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Feb-Mar)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi.	Gasto	Asesorías técnicas	610	29-03-2022

Al 31 de diciembre de 2022. (continuación)

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 Porvenir	Implementación de medidas de control de ruido en Central Porvenir	Activo	Obra Insonorización Central Porvenir	53.768	28-03-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Implementación de SCR Unidades CPO	Implementación de equipos para abatimiento de emisiones de Nox	Activo	Medidas de abatimiento de emisiones de Nox	7.895	28-03-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Implementación de SCR Unidades CPW	Implementación de equipos para abatimiento de emisiones de Nox	Activo	Medidas de abatimiento de emisiones de Nox	15.576	28-03-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Gastos energía y arriendo estaciones de monitoreo calidad de aire Tres Puentes 2021	Monitoreos Resoluciones de Calificación Ambiental 2021	Gasto	Asesorías técnicas	329	23-03-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Gastos energía y arriendo estaciones de monitoreo calidad de aire Puerto Natales 2021	Monitoreos Resoluciones de Calificación Ambiental 2021	Gasto	Asesorías técnicas	329	23-03-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Monitoreo calidad de aire Central Tres Puentes	Monitoreos Resoluciones de Calificación Ambiental 2021	Gasto	Asesorías técnicas	6.023	22-03-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Monitoreo calidad de aire Central Puerto Natales	Monitoreos Resoluciones de Calificación Ambiental 2021	Gasto	Asesorías técnicas	7.830	22-03-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Medición de ruido Centrales Edelmag	Activo	Asesorías técnicas	2.630	17-03-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mediciones de ruido según DS 38, en Puerto Natales	Monitoreos Resoluciones de Calificación Ambiental 2021	Gasto	Asesorías técnicas	2.774	17-03-2022
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	376	03-03-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Servicio de reportabilidad de emisiones año 2021 para Impuestos Verdes en Edelmag	Impuestos verdes	Gasto	Asesorías técnicas	2.960	01-03-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asistencia remota Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS)	Revisión data cuarto trimestre 2021	Gasto	Asesorías técnicas	470	28-02-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi.	Gasto	Asesorías técnicas	905	28-02-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Porvenir	Implementación de medidas de control de ruido en Central Porvenir	Activo	Obra Insonorización Central Porvenir	64.205	25-02-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Implementación de SCR Unidades CPO	Implementación de equipos para abatimiento de emisiones de Nox	Activo	Medidas de abatimiento de emisiones de Nox	3.932	25-02-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Implementación de SCR Unidades CPW	Implementación de equipos para abatimiento de emisiones de Nox	Activo	Medidas de abatimiento de emisiones de Nox	13.615	25-02-2022
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	372	03-02-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Porvenir	Implementación de medidas de control de ruido en Central Porvenir	Activo	Obra Insonorización Central Porvenir	110.987	28-01-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Implementación de SCR Unidades CPO	Implementación de equipos para abatimiento de emisiones de Nox	Activo	Medidas de abatimiento de emisiones de Nox	2.375	28-01-2022
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	369	07-01-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Disposición residuos peligrosos	Disposición residuos de las Centrales Generadoras de EDELMAG	Gasto	Manejo de residuos	5.277	01-01-2022
CGE S.A.	Electrificación Rural comuna Huara	Plan de Manejo Arqueológico	Activo	Gestión arqueológica de proyectos	24.374	12-01-2022
CGE S.A.	Electrificación Rural comuna Huara	Plan de Manejo Arqueológico	Activo	Gestión arqueológica de proyectos	71.381	22-03-2022
CGE S.A.	Electrificación Rural comuna Huara	Plan de Manejo Arqueológico	Activo	Gestión arqueológica de proyectos	43.525	18-05-2022
Totales					1.479.501	

38.- HECHOS POSTERIORES.

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 21 de abril de 2023 se eligió el nuevo directorio de Compañía General de Electricidad S.A., el cual quedó compuesto por:

Yan Dai	Director
Xinglei Wang	Director
Futao Huang	Director
Chengzu Liu	Director
Nicolás Eyzaguirre Guzmán	Director

Con fecha 27 de abril de 2023 en Sesión de Directorio fue designado como Presidente del Directorio el Señor Yan Dai.

Además, en dicha Junta se aprobó el pago de dividendo definitivo N°13 con cargo a la utilidad del ejercicio 2022, de \$ 5,71 por acción, este dividendo se pagó con fecha 2 de mayo de 2023.

Entre el 31 de marzo de 2023, fecha de cierre de los estados financieros consolidados intermedios, y su fecha de presentación, no han ocurrido otros hechos significativos de carácter financiero-contable que pudieran afectar el patrimonio de la Sociedad o la interpretación de éstos.