



**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 2021 y 2020

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 DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO.

II. NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS.

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

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO
Al 31 de marzo de 2021 (no auditado) y 31 de diciembre de 2020
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ACTIVOS	Nota	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo.	6	222.569.331	325.595.598
Otros activos no financieros.	12	22.139.592	12.785.158
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	8	390.039.708	387.815.726
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	9	203.434	2.102.985
Inventarios.	10	6.283.416	5.643.002
Activos por impuestos.	11	18.857.308	18.593.278
Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.		660.092.789	752.535.747
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.	38	425.093	425.093
Total activos corrientes		660.517.882	752.960.840
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros.	7	34.593.625	29.292.142
Otros activos no financieros.	12	8.280	8.280
Cuentas por cobrar.	8	327.658.160	326.257.220
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	14	861.224.601	861.353.332
Plusvalía.	15	222.834.233	222.834.233
Propiedades, planta y equipo.	17	2.048.647.809	2.038.778.931
Propiedad de inversión.	16	8.043.507	8.043.507
Activos por derecho de uso.	25	6.458.524	7.402.625
Activos por impuestos diferidos.	19	45.060	
Total activos no corrientes		3.509.513.799	3.493.970.270
TOTAL ACTIVOS		4.170.031.681	4.246.931.110

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO
Al 31 de marzo de 2021 (no auditado) y 31 de diciembre de 2020
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	20	257.591.139	196.386.187
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	21	199.732.557	209.886.725
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	9	23.623.384	24.244.282
Otras provisiones.	22	26.609.430	29.400.097
Otros pasivos no financieros.	24	23.774.973	19.245.755
Pasivos por arrendamientos.	25	3.428.171	3.709.719
Total pasivos corrientes		534.759.654	482.872.765
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	20	1.192.169.753	1.317.145.556
Cuentas por pagar.	21	341.599.853	335.100.846
Pasivo por impuestos diferidos.	19	174.110.049	175.417.232
Provisiones por beneficios a los empleados.	23	27.772.562	30.382.368
Pasivos por arrendamientos.	25	3.702.805	4.263.535
Total pasivos no corrientes		1.739.355.022	1.862.309.537
TOTAL PASIVOS		2.274.114.676	2.345.182.302
PATRIMONIO			
Capital emitido.	26	1.538.604.559	1.538.604.559
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	26	240.513.724	245.257.323
Otras reservas.	26	71.626.509	73.332.785
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.		1.850.744.792	1.857.194.667
Participaciones no controladoras.	26	45.172.213	44.554.141
Total patrimonio		1.895.917.005	1.901.748.808
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		4.170.031.681	4.246.931.110

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 2021 y 2020 (no auditados)
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	del	01-01-2021	01-01-2020
	al	31-03-2021	31-03-2020
	Nota	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	27	395.660.624	443.244.874
Costo de ventas.	28	(342.768.275)	(381.180.000)
Ganancia bruta		52.892.349	62.064.874
Otros ingresos, por función.	27	910.430	617.298
Gasto de administración.	28	(25.801.303)	(27.089.724)
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	(5.834.083)	(8.067.373)
Otras ganancias (pérdidas).	28	(2.030.929)	(635.409)
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.		20.136.464	26.889.666
Ingresos financieros.	29	4.035.443	4.844.231
Costos financieros.	29	(15.971.634)	(18.430.273)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera.	29	405.105	(1.732.491)
Resultados por unidades de reajuste.	29	(3.008.464)	(1.792.036)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto		5.596.914	9.779.097
Gasto por impuestos a las ganancias.	30	1.512.968	(2.600.538)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.		7.109.882	7.178.559
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.	38		2.116.953
Ganancia (pérdida)		7.109.882	9.295.512
Ganancia (pérdida) atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.		6.490.236	8.607.192
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras.	26	619.646	688.320
Ganancia (pérdida)		7.109.882	9.295.512

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 2021 y 2020 (no auditados)
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DEL RESULTADO INTEGRAL	del	01-01-2021	01-01-2020
	al	31-03-2021	31-03-2020
	Nota	M\$	M\$
Ganancia (pérdida)		7.109.882	9.295.512
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos.			
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) por revaluación.	26.8	(127.450)	
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	26.8	2.468.691	1.800.128
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos.		2.341.241	1.800.128
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos.			
Diferencias de cambio por conversión.			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos.	26.8		2.440.375
Otro resultado integral, antes de impuestos, diferencia de cambio por conversión.		0	2.440.375
Coberturas del flujo de efectivo.			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos.	26.8	1.086.586	(4.441.614)
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo.		1.086.586	(4.441.614)
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado de período, antes de impuestos.		1.086.586	(2.001.239)
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos.		3.427.827	(201.111)
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período.			
Impuesto a las ganancias relacionado con cambios en el superávit de revaluación de otro resultado integral.	26.8	34.411	
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral.	26.8	(666.547)	(486.034)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período.		(632.136)	(486.034)
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	(293.378)	1.199.236
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período.		(293.378)	1.199.236
Otro resultado integral.		2.502.313	512.091
Total resultado integral.		9.612.195	9.807.603
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora.		8.994.125	9.108.111
Resultado integral atribuible a participaciones no controladas.		618.070	699.492
Total resultado integral.		9.612.195	9.807.603

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 2021 y 2020 (no auditados)
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido M\$	Reservas						Ganancias (pérdidas) acumuladas M\$	Patrimonio		
		Superávit de revaluación M\$	Reservas por diferencias de cambio en conversiones M\$	Reservas de coberturas de flujo de efectivo M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Otras reservas varias M\$	Total reservas M\$		Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Participaciones no controladoras M\$	Patrimonio total M\$
Patrimonio al comienzo del ejercicio al 1 de enero de 2021	1.538.604.559	157.188.078		1.728.439	(3.487.573)	(82.096.159)	73.332.785	245.257.323	1.857.194.667	44.554.141	1.901.748.808
Cambios en patrimonio											
Resultado integral											
Ganancia (pérdida).								6.490.236	6.490.236	619.646	7.109.882
Otro resultado integral.		(93.039)		793.208	1.803.720		2.503.889	2.503.889	2.503.889	(1.576)	2.502.313
Total resultado integral	0	(93.039)	0	793.208	1.803.720	0	2.503.889	6.490.236	8.994.125	618.070	9.612.195
Dividendos.							0	(15.444.000)	(15.444.000)		(15.444.000)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.		(4.210.165)					(4.210.165)	4.210.165	0	2	2
Total incremento (disminución) en el patrimonio	0	(4.303.204)	0	793.208	1.803.720	0	(1.706.276)	(4.743.599)	(6.449.875)	618.072	(5.831.803)
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de marzo de 2021	1.538.604.559	152.884.874	0	2.521.647	(1.683.853)	(82.096.159)	71.626.509	240.513.724	1.850.744.792	45.172.213	1.895.917.005

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 2021 y 2020 (no auditados)
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido M\$	Reservas						Ganancias (pérdidas) acumuladas M\$	Patrimonio		
		Superavit de revaluación M\$	Reservas por diferencias de cambio en conversiones M\$	Reservas de coberturas de flujo de efectivo M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Otras reservas varias M\$	Total reservas M\$		Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Participaciones no controladoras M\$	Patrimonio total M\$
Patrimonio al comienzo del ejercicio al 1 de enero de 2020	1.538.604.559	108.773.135	15.943.838	1.461.936	(3.777.294)	(82.417.262)	39.984.353	199.453.834	1.778.042.746	42.480.348	1.820.523.094
Cambios en patrimonio											
Resultado integral											
Ganancia (pérdida).								8.607.192	8.607.192	688.320	9.295.512
Otro resultado integral.			2.478.051	(3.242.378)	1.265.246		500.919		500.919	11.172	512.091
Total resultado integral	0	0	2.478.051	(3.242.378)	1.265.246	0	500.919	8.607.192	9.108.111	699.492	9.807.603
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.		(1.013.301)					(1.013.301)	1.013.301	0	37.888	37.888
Total incremento (disminución) en el patrimonio	0	(1.013.301)	2.478.051	(3.242.378)	1.265.246	0	(512.382)	9.620.493	9.108.111	737.380	9.845.491
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de marzo de 2020	1.538.604.559	107.759.834	18.421.889	(1.780.442)	(2.512.048)	(82.417.262)	39.471.971	209.074.327	1.787.150.857	43.217.728	1.830.368.585

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 2021 y 2020 (no auditados)
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR MÉTODO DIRECTO	del	01-01-2021	01-01-2020
	al	31-03-2021	31-03-2020
	Nota	M\$	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.		452.765.265	507.037.026
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas.		126.338	12.895.323
Otros cobros por actividades de operación.		720.159	8.575.285
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.		(394.367.132)	(422.434.447)
Pagos a y por cuenta de los empleados.		(16.599.015)	(15.990.054)
Otros pagos por actividades de operación.		(9.495.725)	(12.687.900)
Otros cobros y pagos de operación			
Intereses recibidos.		4.376.984	5.134.687
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).		(1.018.570)	(5.366.857)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		(1.803.936)	(697.628)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		34.704.368	76.465.435
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.		165.415	17.589
Compras de propiedades, planta y equipo.		(34.153.613)	(33.727.280)
Compras de activos intangibles.		(1.678.619)	(934.125)
Importes procedentes de subvenciones del gobierno.		777.179	
Otras entradas (salidas) de efectivo.			196.707
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(34.889.638)	(34.447.109)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Total importes procedentes de préstamos.		0	416.840.085
- Importes procedentes de préstamos de largo plazo.			137.000.000
- Importes procedentes de préstamos de corto plazo.			279.840.085
Pagos de préstamos.		(67.325.068)	(154.341.117)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.		(322.309)	(24.065.585)
Dividendos pagados.		(15.100.719)	
Intereses pagados.		(20.091.680)	(21.341.802)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(102.839.776)	217.091.581
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios		(103.025.046)	259.109.907
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.		(1.221)	63.213
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(103.026.267)	259.173.120
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.		325.595.598	56.197.328
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio	6	222.569.331	315.370.448

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ÍNDICE A LAS NOTAS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS
Correspondientes al 31 de marzo de 2021 y 2020

1.-	INFORMACIÓN GENERAL.	12
2.-	DESCRIPCIÓN DE LOS SECTORES DONDE PARTICIPA COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS.	13
2.1.-	Sector electricidad.	13
3.-	RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLÍTICAS CONTABLES.	21
3.1.-	Bases de preparación de los estados financieros consolidados intermedios.	21
3.2.-	Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2021, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.	21
3.3.-	Bases de consolidación.	24
3.4.-	Entidades subsidiarias.	26
3.5.-	Transacciones en moneda extranjera y unidades de reajuste.	28
3.6.-	Información financiera por segmentos operativos.	29
3.7.-	Propiedades, planta y equipo.	29
3.8.-	Propiedades de inversión.	31
3.9.-	Menor valor o plusvalía comprada (Goodwill).	31
3.10.-	Activos intangibles distintos de la plusvalía.	31
3.11.-	Costos por intereses.	33
3.12.-	Pérdidas por deterioro del valor de los activos.	33
3.13.-	Activos no corrientes mantenidos para la venta y grupos en disposición.	33
3.14.-	Activos financieros.	33
3.15.-	Inventarios.	37
3.16.-	Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	37
3.17.-	Efectivo y equivalentes al efectivo.	37
3.18.-	Capital social.	37
3.19.-	Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	37
3.20.-	Préstamos y otros pasivos financieros.	37
3.21.-	Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.	38
3.22.-	Obligaciones por beneficios post empleo u otros similares.	38
3.23.-	Provisiones.	40
3.24.-	Subvenciones estatales.	40
3.25.-	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.	40
3.26.-	Reconocimiento de ingresos.	40
3.27.-	Arrendamientos.	42
3.28.-	Distribución de dividendos.	42
3.29.-	Costo de ventas.	42
3.30.-	Estado de flujos de efectivo.	43
4.-	ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRÍTICOS DE LA ADMINISTRACIÓN.	43
4.1.-	Estimación del deterioro de la plusvalía comprada y activos no corrientes de vida útil indefinida.	43
4.2.-	Valor razonable de derivados y de otros instrumentos financieros.	43
4.3.-	Beneficios por Indemnizaciones por cese pactadas (PIAS) y premios por antigüedad.	44
4.4.-	Tasaciones de propiedades, planta y equipo.	44
4.5.-	Reconocimiento de ingresos y costos de energía - Efectos de Precios de Contratos de Suministro y de Precios de Subtransmisión.	44
4.6.-	Contingencia Covid-19	46
5.-	POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.	46
5.1.-	Riesgo financiero.	46

6.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.	52
6.1.- Composición del rubro.	52
6.2.- Detalles flujos de efectivo.	53
6.3.- Conciliación de los pasivos que surgen de las actividades de financiamiento.	53
7.- OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.	54
7.1.- Activos y pasivos de cobertura.	54
7.2.- Activos financieros disponibles para la venta.	55
7.3.- Jerarquías del valor razonable.	55
7.4.- Categorías de activos y pasivos financieros.	57
8.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.	58
8.1.- Composición del rubro.	58
8.2.- Estratificación de la cartera.	61
8.3.- Resumen de estratificación de la cartera deudores comerciales.	62
8.4.- Cartera protestada y en cobranza judicial.	64
8.5.- Provisión y castigos.	64
8.6.- Número y monto de operaciones.	65
9.- CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.	65
9.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.	66
9.2.- Directorio y gerencia de la sociedad.	68
10.- INVENTARIOS.	69
10.1.- Información adicional de inventarios.	69
11.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.	69
12.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.	70
13.- INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.	71
13.1.- Composición del rubro.	71
13.2.- Sociedades con control conjunto.	71
13.3.- 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.	78
16.1.- Composición y movimientos de las propiedades de inversión.	78
16.2.- Conciliación entre tasación obtenida y tasación ajustada incluida en los estados financieros.	78
16.3.- 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
17.6.- Información a considerar sobre los activos revaluados.	83
17.7.- Jerarquías del valor razonable.	85
18.- DETERIORO DE ACTIVOS.	85
18.1.- Prueba de deterioro de propiedad, planta y equipos, plusvalía comprada y otros activos intangibles de vida útil indefinida.	85
18.2.- Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor.	86

19.- IMPUESTOS DIFERIDOS.	87
19.1.- Activos por impuestos diferidos.	87
19.2.- Pasivos por impuestos diferidos.	87
19.3.- Movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera.	88
19.4.- Compensación de partidas.	88
20.- OTROS PASIVOS FINANCIEROS.	89
20.1.- Clases de otros pasivos financieros.	89
20.2.- Préstamos bancarios - desglose de monedas y vencimientos.	90
20.3.- Obligaciones con el público. (Bonos)	92
21.- CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.	94
21.1.- Pasivos acumulados (o devengados).	94
21.2.- Información cuentas comerciales y otras cuentas por pagar con pagos al día y con plazos vencidos.	94
22.- OTRAS PROVISIONES.	95
22.1.- Provisiones – saldos.	95
22.2.- Movimiento de las provisiones.	96
23.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.	97
23.1.- Detalle del rubro.	97
23.2.- Detalle de las obligaciones post empleo y similares.	97
23.3.- Balance de las obligaciones post empleo y similares.	97
23.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados.	97
23.5.- Hipótesis actuariales.	97
24.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.	98
24.1.- Ingresos diferidos.	98
25.- PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS.	99
25.1.- Obligaciones por arrendamientos.	99
25.2.- Activos por derecho de uso.	99
26.- PATRIMONIO NETO.	100
26.1.- Gestión de capital.	100
26.2.- Capital suscrito y pagado.	100
26.3.- Número de acciones suscritas y pagadas.	100
26.4.- Dividendos.	100
26.5.- Reservas.	101
26.6.- Participaciones no controladoras.	102
26.7.- Transacciones con participaciones no controladoras.	103
26.8.- Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales.	103
27.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.	104
27.1.- Ingresos ordinarios.	104
27.2.- Otros ingresos, por función.	104
28.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES.	104
28.1.- Gastos por naturaleza.	105
28.2.- Gastos de personal.	105
28.3.- Depreciación y amortización.	105
28.4.- Otras ganancias (pérdidas).	106
29.- RESULTADO FINANCIERO.	106
29.1.- Composición ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera.	107
29.2.- Composición unidades de reajuste.	107
30.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.	107

30.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	108
30.2.- Localización del efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	108
30.3.- Conciliación entre el resultado por impuestos a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.	108
30.4.- Efecto en los resultados integrales por impuestos a las ganancias.	109
31.- GANANCIAS POR ACCIÓN.	109
32.- INFORMACIÓN POR SEGMENTO.	109
32.1.- Criterios de segmentación.	109
32.2.- Cuadros patrimoniales.	110
32.3.- Cuadros de resultados por segmentos.	112
32.4.- Flujos de efectivo por segmento por método directo.	113
33.- SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA.	114
33.1.- Resumen de saldos en moneda extranjera.	114
33.2.- Saldos en moneda extranjera, activos.	115
33.3.- Saldos en moneda extranjera, pasivos.	116
34.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.	117
34.1.- Juicios y otras acciones legales.	117
34.2.- Sanciones administrativas.	132
34.3.- Sanciones.	135
34.4.- Restricciones.	135
35.- GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.	140
36.- DISTRIBUCIÓN DEL PERSONAL.	140
37.- MEDIO AMBIENTE.	140
38.- NIIF 5 - ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA Y OPERACIONES DISCONTINUADAS.	147
38.1.- Bienes del rubro propiedades planta y equipos.	147
38.2.- Discontinuación de distribución eléctrica de sociedades subsidiarias argentinas y distribución de gas en sociedades de control conjunto argentinas.	147
39.- HECHOS POSTERIORES.	150

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS
Correspondientes al 31 de marzo de 2021 y 2020.

1.- INFORMACIÓN GENERAL.

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. (Ex Gas Natural Fenosa Chile 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 (ex Superintendencia de Valores y Seguros de Chile) bajo el N° 1.141.

Gas Natural Fenosa Chile S.A. (hoy Compañía General de Electricidad S.A.) se constituyó con fecha 23 de septiembre de 2014. Con fecha 14 de noviembre de 2014, la Sociedad declaró exitosa una OPA por el 96,5% de las acciones de Compañía General de Electricidad S.A.

Con fecha 9 de agosto de 2016, se celebró Junta Extraordinaria de Accionistas de Gas Natural Fenosa Chile S.A. (GNF Chile) donde se aprobó la fusión por incorporación de Compañía General de Electricidad S.A. en GNF Chile, la relación de canje de los accionistas minoritarios, un aumento de capital mediante la emisión de 51.980.679 acciones, modificación del nombre de la Sociedad por el de "Compañía General de Electricidad S.A.", reducción del número de directores, quórum para su funcionamiento y remuneración entre otras materias.

Con fecha 6 de julio de 2016, el accionista denominado Grupo Pérez Cruz inició una Oferta Pública por las acciones de Gasco S.A., la cual declaró exitosa con fecha 8 de agosto de 2016. Producto de lo anterior, las acciones de Gasco S.A. de propiedad de Compañía General de Electricidad S.A. fueron vendidas al oferente. Con la misma fecha Gas Natural Fenosa Chile S.A. (hoy Compañía General de Electricidad S.A.) inició una Oferta Pública por la totalidad de las acciones que no controlaba de Gas Natural Chile S.A. Estas dos transacciones reafirman la presencia de la Sociedad en el sector eléctrico, particularmente en distribución, transmisión y transformación de energía eléctrica y en menor medida en generación de energía eléctrica y en el negocio de gas natural, dejando de participar en el negocio del gas licuado de propano.

Con fecha 14 de octubre de 2016, se celebró Junta Extraordinaria de Accionistas de Compañía General de Electricidad S.A., que aprobó la división social de esta última en dos sociedades, una continuadora que mantiene la personalidad jurídica, razón social, rol único tributario y número de acciones emitidas y una nueva sociedad anónima abierta que nace producto de la división denominada CGE Gas Natural S.A. Se acuerda en dicha Junta además entre otras materias que la División social tenga efectos financiero-contables a partir del 1 de septiembre de 2016. A partir de lo dispuesto por la Junta Extraordinaria de Accionistas Compañía General de Electricidad S.A. se concentra en los negocios del sector eléctrico, (distribución, transmisión y generación de energía eléctrica) y la escindida CGE Gas Natural S.A. en el negocio del gas natural.

Con fecha 14 de diciembre de 2016, se celebró Junta Extraordinaria de Accionistas de Compañía General de Electricidad S.A., que aprobó la fusión por incorporación de la Sociedad con su subsidiaria Transnet S.A. En consecuencia, la Sociedad adquirirá todos los activos, derechos, autorizaciones, permisos, obligaciones y pasivos de la Sociedad absorbida, de conformidad a lo establecido en el Art. 99 de la Ley N°18.046 sobre sociedades anónimas.

Con fecha 27 de junio de 2017, se celebró Junta Extraordinaria de Accionistas de Compañía General de Electricidad S.A., que aprobó la fusión por incorporación de la Sociedad con sus subsidiarias Emel Norte S.A. y Emelat Inversiones S.A. En consecuencia, la Sociedad adquirirá todos los activos, derechos, autorizaciones,

permisos, obligaciones y pasivos de las sociedades absorbidas, de conformidad a lo establecido en el Art. 99 de la Ley N°18.046 sobre sociedades anónimas.

Con fecha 30 de noviembre de 2017, se celebró Junta Extraordinaria de Accionistas de Compañía General de Electricidad S.A., que aprobó la fusión por incorporación de la Sociedad con sus subsidiarias CGE Distribución S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y Empresa Eléctrica Atacama S.A. En consecuencia, la Sociedad adquirirá todos los activos, derechos, autorizaciones, permisos, obligaciones y pasivos de las sociedades absorbidas, de conformidad a lo establecido en el Art. 99 de la Ley N°18.046 sobre sociedades anónimas.

Con fecha 31 de mayo de 2018, se celebró Junta Extraordinaria de Accionistas de Compañía General de Electricidad S.A., que aprobó la fusión por incorporación de la Sociedad con sus subsidiarias Empresa Eléctrica de Arica S.A., Empresa Eléctrica de Iquique S.A., y Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. En consecuencia, la Sociedad adquirirá todos los activos, derechos, autorizaciones, permisos, obligaciones y pasivos de las sociedades absorbidas, de conformidad a lo establecido en el Art. 99 de la Ley N°18.046 sobre sociedades anónimas.

Continuando con el plan de reorganización empresarial con fecha 5 de noviembre de 2018 fueron fusionadas por absorción las sociedades de servicios, Comercial y Logística General S.A., Inversiones y Gestión S.A. y Novanet S.A., y con fecha 31 de julio de 2019 fue absorbida Sociedad de Computación Binaria S.A.

Producto de las reorganizaciones sociales antes citadas Compañía General de Electricidad S.A. ha integrado en su giro las actividades de distribución, transmisión y transformación de energía eléctrica y manteniendo bajo la subsidiaria Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. en menor medida la de generación de energía eléctrica.

Compañía General de Electricidad S.A. es integrante del grupo NATURGY ENERGY GROUP (EX GAS NATURAL FENOSA), cuya sociedad matriz es NATURGY ENERGY GROUP S.A. El accionista propietario del 96,04% de las acciones de Compañía General de Electricidad S.A. es NATURGY INVERSIONES INTERNACIONALES S.A., AGENCIA EN CHILE (Ex GAS NATURAL FENOSA INTERNACIONAL S.A. Agencia en Chile), que a su vez es controlada, directa e indirectamente, en un 100% por NATURGY ENERGY GROUP S.A.

Al 31 de diciembre de 2020 los principales accionistas de NATURGY ENERGY GROUP S.A son Critería Caixa, que de manera directa posee el 24,8%, CVC Capital Partners a través de Rioja Bidco Shareholdings con 20,7% y Global Infrastructure Management con 20,6% a través del fondo de inversión GIP.

La emisión de estos estados financieros consolidados intermedios correspondientes al período terminado al 31 de marzo de 2021 ha sido aprobada en Sesión de Directorio de fecha 27 de abril de 2021, 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 3.085.004 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 2.768 GWh al 31 de marzo de 2021.

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, además de su tránsito desde un sistema de propiedad estatal a otro de propiedad mayoritariamente privada. 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, e 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. La Comisión Nacional de Energía, CNE, determinó el alcance del giro de distribución, estableciendo la posibilidad de informar fundadamente las operaciones que por su naturaleza no puedan realizarse con anterioridad a la fecha referida e incluyendo un calendario que no podrá exceder del 1 de enero de 2022.

Por otro lado, la Ley N° 21.249, publicada el 8 de agosto de 2020, dispuso beneficios excepcionales en favor de los usuarios finales de los servicios sanitarios, de electricidad y de gas de red, estableciendo: a) la prohibición de cortar el suministro eléctrico por mora en el pago de las cuentas durante 90 días; y b) que, a solicitud de los clientes (vulnerables, tercera edad, cesantes y afectados en sus ingresos, entre otros), las deudas generadas entre el 18 de marzo de 2020 y los 90 días posteriores al 8 de agosto de 2020 se deberán prorratear en hasta 12 cuotas mensuales, sin multas, ni intereses, ni gastos asociados. Adicionalmente, el 5 de enero de 2021, fue publicada en el Diario Oficial la Ley N° 21.301, en virtud de la cual se prorrogan los efectos de la Ley N° 21.249, principalmente en lo relacionado con: a) la ampliación del plazo de vigencia de los beneficios hasta inicios de mayo de 2021 (270 días en lugar de 90 días); b) la ampliación de 12 a 36 cuotas para el prorrateo de la deuda generada en el período de vigencia; y c) la posibilidad para que los clientes que tengan derecho se acojan a los beneficios de la ley en un plazo adicional de 30 días después del término de su vigencia.

En lo relativo al segmento de distribución, las inversiones se han efectuado normalmente, respondiendo adecuadamente a las necesidades de la demanda.

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 la posibilidad que clientes que se encuentran en el mercado regulado opten por acceder al mercado de los clientes libres, dicha situación no debería representar efectos significativos en los resultados de las empresas concesionarias en la medida en que 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 2017, 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., Maria 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 y Atacama Solar S.A.

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, CGE se encuentra negociando condiciones de suministro con distintos generadores del sistema, con el objeto de abastecer requerimientos de nuevos clientes libres, como también renovar algunos 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.

¹ Esta tasa entrará en vigencia a contar de la publicación del decreto resultante del proceso tarifario en curso, correspondiente al cuadrienio 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 aplicará en proceso tarifario correspondiente al cuadrienio 2020-2024.

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

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 tendrán 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, publicada en diciembre de 2017. Actualmente, se encuentra en desarrollo el proceso de tarificación correspondiente al cuatrienio 2020-2024.

Al respecto, cabe señalar que, 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.

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. Los servicios más relevantes son los de apoyos en postes a empresas de telecomunicaciones, arriendo de medidores, pago fuera de plazo 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 encargarse de 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 cuatrienio 2016-2020.

2.1.2. Transmisión y transformación de energía eléctrica.

Participación de mercado de CGE:

A partir de la publicación de la Ley N° 20.936, el 20 de julio de 2016, se modificó el marco regulatorio de los sistemas de transmisión, bajo el cual dichos sistemas se clasifican en: Transmisión Nacional, Transmisión Zonal, Transmisión Dedicada, Transmisión Asociada a Polos de Desarrollo y Transmisión de Interconexión Internacional.

Los sistemas de Transmisión Nacional están conformados por las líneas y subestaciones eléctricas que permiten el desarrollo de un mercado eléctrico común y posibilitan el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico, mientras que los sistemas de Transmisión Zonal corresponden a las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, territorialmente identificables, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación. Por su parte, los sistemas de Transmisión Dedicada corresponden a las líneas y subestaciones eléctricas radiales que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico, están dispuestas esencialmente para el suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios o para inyectar la producción de las centrales generadoras al sistema eléctrico.

En la actualidad, CGE está presente en las regiones de Arica y Parinacota, Tarapacá, Antofagasta, Atacama, Coquimbo, Valparaíso, Metropolitana, O'Higgins, Maule, Ñuble, Biobío, Araucanía y de Los Ríos, principalmente con instalaciones de Transmisión Zonal.

Los futuros proyectos de CGE se orientan a seguir creciendo en el desarrollo de sistemas de Transmisión Zonal del país. La significativa expansión y el aumento sostenido del consumo de electricidad aseguran una correspondiente proyección y estabilidad de crecimiento para CGE en este segmento.

Demanda:

La demanda física que enfrentan las instalaciones de Transmisión Zonal corresponde principalmente a la de las empresas distribuidoras, de clientes libres y a inyecciones efectuadas por empresas de generación. Lo anterior entrega una alta correlación entre los ingresos de las empresas y el crecimiento económico imperante en sus zonas de operación, su desarrollo urbano asociado y el crecimiento del consumo per cápita, todos factores fuertemente relacionados con el consumo de energía eléctrica.

En este sentido, el comportamiento de la demanda se encuentra muy correlacionado con el crecimiento del consumo per cápita, el desarrollo urbano y el crecimiento económico en las zonas atendidas por CGE. Desde este punto de vista, el riesgo relacionado a la volatilidad y evolución de la demanda es más bien limitado en el mediano y largo plazo, sin perjuicio de situaciones puntuales que puedan afectar el consumo eléctrico en el corto plazo.

Precios:

La definición de los segmentos que conforman el sistema de transmisión eléctrica y la metodología de tarifación de cada uno de ellos están contenidos en la Ley General de Servicios Eléctricos y sus modificaciones, particularmente la realizada mediante la Ley N° 20.936 (Ley de Transmisión).

Las instalaciones existentes de transmisión son remuneradas por medio de una tarifa regulada, que se determina cada cuatro años a través de un estudio tarifario, que es licitado, adjudicado y supervisado por un Comité integrado por un representante del Ministerio de Energía, uno de la Comisión Nacional de Energía, uno de las empresas del Sistema de Transmisión Nacional, uno de las empresas del segmento de Transmisión Zonal, dos representantes de los clientes libres y un representante del Coordinador Eléctrico Nacional, considerando una tasa de descuento que se determina en cada proceso, con un piso del 7% y un techo del 10% real anual después de impuestos³.

En Transmisión Nacional y Transmisión Zonal, las obras nuevas se adjudican mediante procesos de licitación, cuyo valor resultante se paga por 20 años. Transcurrido dicho periodo, su valorización queda sometida al régimen de las obras existentes.

En el caso de ampliaciones de instalaciones en dichos segmentos, el Valor Anual de Inversión se remunera por 20 años (Valor de Inversión resultante de una licitación y tasa vigente al momento de la adjudicación).

La remuneración vigente de las instalaciones existentes de Transmisión Nacional fue fijada mediante Decreto 23T-2015 del Ministerio de Energía, publicado el 3 de febrero de 2016, con vigencia desde el 1 de enero de 2016, mientras que la de las instalaciones de Transmisión Zonal fue fijada en el Decreto 6T-2017 del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial del 5 de octubre de 2017, cuya vigencia se inició el 1 de enero de 2018. Actualmente se encuentra en desarrollo el Estudio de Valorización de las Instalaciones de Transmisión, mediante el cual se determinará la remuneración de las instalaciones de transmisión para el cuatrienio 2020-2023.

Los cargos de transmisión aplicables a los clientes finales, considerando los diferentes modelos de remuneración señalados precedentemente, 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, la Comisión Nacional de Energía, incorporó un mecanismo de ajuste de los cargos de transmisión que permite evitar excesivas variaciones de estos y,

³ Esta tasa entrará en vigencia a contar de la publicación del decreto resultante del proceso de tarifación en curso, correspondiente al cuatrienio 2020-2023, sin perjuicio de su aplicación retroactiva desde el mes de enero de 2020. Actualmente la tasa es del 10% real antes de impuestos.

por tanto, reducir en la medida de lo posible la afectación a los clientes finales sujetos a fijación de precios.

2.1.3. Generación de energía eléctrica.

CGE participa en la actividad de generación de electricidad en Chile en el Sistema de Magallanes, a través de EDELMAG -que posee una capacidad instalada en sus centrales generadoras térmicas a gas natural y petróleo diésel de 109 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 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 de Compañía General de Electricidad S.A. al 31 de marzo de 2021 y 2020 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, planta y equipo, 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 período terminado al 31 de marzo de 2020, se han efectuado reclasificaciones menores para facilitar su comparación con el período terminado al 31 de marzo de 2021. Estas reclasificaciones no modifican el resultado ni el patrimonio del ejercicio anterior.

3.2.- Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2021, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.

3.2.1.- NIIF 17 “Contratos de Seguros”. Emitida en mayo de 2017. Este estándar de contabilidad integral para contratos de seguros cubre el reconocimiento, la medición, presentación y divulgación. Una vez entrada en vigencia sustituirá 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.

En junio 2019, el IASB emitió un proyecto de norma de NIIF 17 con enmiendas propuestas. El IASB propuso doce enmiendas específicas en ocho áreas, que incluye el diferimiento de la fecha de aplicación de NIIF 17 por dos años, incluyendo dos años adicionales de

diferimiento para la aplicación de IFRS 9 a las entidades de seguro calificadas (es decir, las aseguradoras calificadas pueden aplicar NIIF 17 y NIIF 9 por primera vez en los períodos que comiencen en o después del 1 de enero de 2023).

La NIIF17 es efectiva para períodos de reporte que empiezan en o después de 1 de enero de 2023, con cifras comparativas requeridas. La aplicación anticipada es permitida, siempre que la entidad aplique NIIF 9 Instrumentos Financieros, en o antes de la fecha en la que se aplique por primera vez NIIF 17.

3.2.2.- 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 en el tratamiento de la venta o la aportación de bienes entre un inversor y su asociada o negocio conjunto. Establece que cuando la transacción involucra un negocio (tanto cuando se encuentra en una subsidiaria o no) se reconoce una ganancia o una pérdida completa. 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 subsidiaria. La fecha de aplicación obligatoria de estas modificaciones está por ser determinada debido a que el IASB planea una investigación profunda que pueda resultar en una simplificación de contabilidad de asociadas y negocios conjuntos. Se permite su adopción inmediata.

3.2.3.- Enmienda a NIC 1 “Presentación de Estados Financieros”. En junio 2020, el IASB emitió enmiendas a los párrafos 69 al 76 de IAS 1 para especificar los requerimientos para la clasificación de los pasivos como corrientes o no corrientes.

Las enmiendas son efectivas para períodos que comiencen en o después del 1 de enero de 2022. Las entidades deben considerar cuidadosamente si hay algún aspecto de las enmiendas que sugiera que los términos de sus acuerdos de préstamo existentes deben renegotiarse. En este contexto, es importante resaltar que las enmiendas deben aplicarse retrospectivamente.

3.2.4.- Enmienda NIIF 9, NIC 39, NIIF 7, NIIF 4 y NIIF 16 Reforma de la Tasa de Interés de Referencia – Fase 2. En agosto de 2020, el IASB publicó la segunda fase de la Reforma de la Tasa de Interés de Referencia que comprende enmiendas a las normas NIIF 9, NIC 39, NIIF 7, NIIF 4 y NIIF 16. Con esta publicación, el IASB completa su trabajo para responder a los efectos de la reforma de las tasas de oferta interbancarias (IBOR, por sus siglas en inglés) en la información financiera.

Las enmiendas proporcionan excepciones temporales que abordan los efectos en la información financiera cuando una tasa de interés de referencia (IBOR, por sus siglas inglés) es reemplazada por una tasa de interés alternativa casi libres de riesgo.

Las enmiendas son requeridas y la aplicación anticipada es permitida. Una relación de cobertura debe ser reanudada si la relación de cobertura fue descontinuada únicamente debido a los cambios requeridos por la reforma de la tasa de interés de referencia y, por ello, no habría sido descontinuada si la segunda fase de enmiendas hubiese sido aplicada en ese momento. Si bien su aplicación es retrospectiva, no se requiere que una entidad reexpresé períodos anteriores.

3.2.5.- Enmienda a NIIF 3 Referencia al Marco Conceptual. En mayo 2020, el IASB emitió enmiendas a la norma NIIF 3 Combinaciones de Negocios – Referencia al Marco Conceptual. Estas enmiendas están destinadas a reemplazar la referencia a una versión

anterior del Marco Conceptual del IASB (Marco de 1989) con una referencia a la versión actual emitida en marzo 2018 sin cambiar significativamente sus requerimientos.

Las enmiendas serán efectivas para períodos que comiencen en o después del 1 de enero de 2022 y deben ser aplicadas retrospectivamente. Se permite la aplicación anticipada si, al mismo tiempo o con anterioridad, una entidad aplica también todas las enmiendas contenidas en las enmiendas a las Referencias al Marco Conceptual de las Normas IFRS emitidas en marzo de 2018.

Las enmiendas proporcionarán consistencia en la información financiera y evitarán posibles confusiones por tener más de una versión del Marco Conceptual en uso.

- 3.2.6.- Enmienda a NIC 16 Propiedad, planta y equipo, productos Obtenidos antes del Uso Previsto. La enmienda prohíbe a las entidades deducir del costo de un elemento de propiedad, planta y equipo, cualquier venta obtenida al llevar ese activo a la ubicación y condiciones necesarias para que pueda operar en la forma prevista por la gerencia. En su lugar, una entidad reconocerá los productos procedentes de la venta de esos elementos, y su costo, en el resultado del periodo, de acuerdo con las Normas aplicables.

La enmienda será efectiva para períodos que comiencen en o después del 1 de enero de 2022. La enmienda debe ser aplicada retrospectivamente sólo a los elementos de propiedades, planta y equipo disponibles para su uso en o después del comienzo del primer periodo presentado en los estados financieros en los que la entidad aplique por primera vez la enmienda.

- 3.2.7.- Enmienda a NIC 37 Contratos onerosos – costo de cumplimiento de un contrato. En mayo 2020, el IASB emitió enmiendas a la norma NIC 37 Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes para especificar los costos que una entidad necesita incluir al evaluar si un contrato es oneroso o genera pérdidas.

La enmienda será efectiva para períodos que comiencen en o después del 1 de enero de 2022. La enmienda debe ser aplicada retrospectivamente a los contratos existentes al comienzo del periodo anual sobre el que se informa en el que la entidad aplique por primera vez la enmienda (fecha de la aplicación inicial). La aplicación anticipada es permitida y debe ser revelada.

Las enmiendas están destinadas a proporcionar claridad y ayudar a garantizar la aplicación consistente de la norma. Las entidades que aplicaron previamente el enfoque de costo incremental verán un aumento en las provisiones para reflejar la inclusión de los costos relacionados directamente con las actividades del contrato, mientras que las entidades que previamente reconocieron las provisiones por pérdidas contractuales utilizando la guía de la norma anterior, NIC 11 Contratos de Construcción, deberán excluir la asignación de costos indirectos de sus provisiones.

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.

3.3.- Bases de consolidación.

3.3.1.- 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. Consideramos que mantenemos 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.

3.3.2.- 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.

3.3.3.- Negocios conjuntos.

Los negocios conjunto 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.

3.3.4.- 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.

3.4.- Entidades subsidiarias.

3.4.1.- Entidades de consolidación directa.

Rut	Nombre sociedad	País	Domicilio subsidiaria	Moneda funcional	Porcentaje de participación en el capital y en los votos			
					31-03-2021			31-12-2020
					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%
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Avda. Gladys Marín 6030, Estación Central, Santiago	CL \$	99,07000%	0,00000%	99,07000%	99,07000%
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA	Chile	Pdte. Riesco 5561 Piso 17, Las Condes; Santiago	CL \$	100,00000%	0,00000%	100,00000%	0,00000%

3.4.2.- Entidades de consolidación indirecta.

Rut	Nombre sociedad	País	Domicilio sociedad	Moneda funcional	Subsidiaria de	Porcentaje de Participación de			
						31-03-2021		31-12-2020	
						Subsidiaria	CGE	Subsidiaria	CGE
78.512.190-2	Energy Sur Ingeniería S.A.	Chile	Calle Local 55, San Pedro de la Paz, Concepción	CL \$	Transformadores Tusan S.A.	55,00000%	54,48850%	55,00000%	54,48850%
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%

3.4.3.- Cambios en el perímetro de consolidación.

3.4.3.1 Perímetro de consolidación directo.

Los siguientes cambios se han producido en el perímetro de consolidación directo de nuestras subsidiarias para el período terminado al 31 de marzo de 2021 y el ejercicio terminados al 31 de diciembre de 2020:

Con fecha 11 de febrero de 2021, se constituyó la sociedad CGE Comercializadora SpA, con participación directa de un 100% de Compañía General de Electricidad S.A.

Con fecha 30 de diciembre de 2020 la Sociedad enajenó 618.334.132 acciones representativas del 99,99164% de CGE Argentina S.A. a su matriz Naturgy Inversiones Internacionales S.A. Agencia en Chile y como consecuencia de ello sus participaciones accionarias directas e indirectas en las empresas Agua Negra S.A., Energía San Juan S.A., y su participación directa e indirecta en las sociedades de control conjunto Gascart S.A., Gasmarket S.A. y Gasnor S.A.

3.4.3.2 Perímetro de consolidación indirecto.

Con fecha 30 de diciembre de 2020 la Sociedad enajenó 4.352.450 acciones representativas del 1,67% de Agua Negra S.A. a su matriz Naturgy Inversiones Internacionales S.A. Agencia en Chile.

No existen otros cambios en el perímetro de consolidación indirecto para el período terminado al 31 de marzo de 2021 y el ejercicio terminados al 31 de diciembre de 2020.

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

3.5.1.- 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.

3.5.2.- Transacciones y saldos.

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

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

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

3.5.3.- Bases de conversión.

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

Fecha	CL \$ / US \$	CL \$ / EUR \$	CL \$ / UF	CL \$ / AR \$
31-03-2021	721,82	847,60	29.394,77	7,85
31-12-2020	710,95	873,30	29.070,33	8,45
31-03-2020	852,03	934,55	28.597,46	13,23

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

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

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

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

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

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

3.6.- 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, los cuales han sido identificados como: eléctrico Chile, eléctrico Argentina y servicios, para los que se toman las decisiones estratégicas. Esta información se detalla en Nota 32.

3.7.- Propiedades, planta y equipo.

Los terrenos y edificios del Grupo CGE, se reconocen inicialmente a su costo. La medición posterior de los mismos se realiza de acuerdo a NIC 16 mediante el método de retasación periódica a valor razonable.

Los equipos, instalaciones y redes destinados al negocio eléctrico, se reconocen inicialmente a su costo de adquisición y posteriormente son revalorizados mediante el método de retasación periódica a valor razonable.

Las tasaciones se llevan a cabo, a base del valor de mercado o valor de reposición técnicamente depreciado, según corresponda. La plusvalía por revalorización neta de los correspondientes impuestos diferidos se abona a la reserva o superávit por revaluación en el patrimonio neto a través del estado de resultados integral.

El resto de las propiedades, planta y equipo, 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 período en el que se incurren.

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

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

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

Los aumentos en el valor en libros como resultado de la revaluación de los activos valorados mediante el método de retasación periódica se acreditan a los otros resultados integrales y a reservas en el patrimonio, en la cuenta reserva o superávit de revaluación. Las disminuciones que revierten aumentos previos al mismo activo se cargan a través de otros resultados integrales a la cuenta reserva o superávit de revaluación en el patrimonio; todas las demás disminuciones se cargan al estado de resultados. Cada año la diferencia entre la depreciación sobre la base del valor en libros revaluado del activo cargada al estado de resultados y de la depreciación sobre la base de su costo original se transfiere de la cuenta reserva o superávit de revaluación a las ganancias (pérdidas) acumuladas, neta de sus impuestos diferidos.

La depreciación de las propiedades, planta y equipo se calcula usando el método lineal para asignar sus costos o importes revalorizados 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. Al vender activos revalorizados, los valores incluidos en reserva o superávit de revaluación se traspasan a Ganancias (pérdidas) acumuladas, netas de impuestos diferidos.

3.8.- 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.

3.9.- 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.

3.10.- Activos intangibles distintos de la plusvalía.

3.10.1.- 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.

3.10.2.- 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.

3.10.3.- 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.

3.10.4.- 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.

Los costos de producción de programas informáticos reconocidos como activos, se amortizan durante sus vidas útiles estimadas.

3.10.5.- 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 período posterior. Los costos de desarrollo con una vida útil finita que se capitalizan se amortizan desde su utilización de manera lineal durante el período en que se espera que generen beneficios.

3.11.- Costos por intereses.

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

3.12.- Pérdidas por deterioro del valor de los activos.

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). Los activos no financieros, distintos del menor valor (Goodwill), 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.

3.13.- 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.

3.14.- Activos financieros.

La NIIF 9 Instrumentos Financieros reemplaza a la NIC 39 Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición reúne los tres aspectos de la contabilidad de los instrumentos financieros: clasificación y medición; deterioro y contabilidad de cobertura.

3.14.1.- 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 contabilidad de los pasivos financieros del Grupo CGE permanece en gran medida igual a la NIC 39. De forma similar a los requerimientos de la NIC 39, 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.

3.14.2.- 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 aplicó el modelo simplificado y registró las pérdidas esperadas en la vida de todos los deudores comerciales.

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.

3.14.3.- 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.

3.14.3.1.- 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 período remanente hasta su vencimiento.

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

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

3.14.3.3.- 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.

3.14.3.4. 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.

3.15.- Inventarios.

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

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

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

3.16.- 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.

3.17.- 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.

3.18.- 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.

3.19.- 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.

3.20.- 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.

3.21.- 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 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.

Los impuestos diferidos se calculan de acuerdo con el método del pasivo, sobre 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 en la medida en que es probable que vaya a disponerse de beneficios fiscales futuros con los que poder compensar dichas diferencias.

El impuesto a la renta diferido se provisiona 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.

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

3.22.1.- 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.

3.22.2.- 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.

3.22.3.- 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 períodos en los cuales ocurren. No son reciclados posteriormente.

3.22.4.- 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.

3.22.5.- Premios de antigüedad.

Compañía General de Electricidad S.A. tiene pactado en algunas subsidiarias premios pagaderos a los empleados, toda vez que éstos cumplan 5, 10, 15, 20, 25 y 30 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.

3.22.6.- 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.

3.23.- 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.

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

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

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

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

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

3.26.- Reconocimiento de ingresos.

Los ingresos ordinarios se reconocen por un monto que refleja la contraprestación recibidas 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:

3.26.1.- Ventas de electricidad.

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

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

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

3.26.3.- 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.

3.26.4.- Ingresos por intereses.

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

3.26.5.- Ingresos por dividendos de inversiones temporales.

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

3.26.6.- Ingresos por construcción de obras.

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

3.27.- Arrendamientos.

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

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

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

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

Cuando los activos son arrendados, el valor actual de los pagos por arrendamiento se reconoce como una cuenta financiera a cobrar. La diferencia entre el importe bruto a cobrar y el valor actual de dicho importe se reconoce como rendimiento financiero del capital.

Los ingresos por arrendamiento financiero se reconocen durante el período del arrendamiento de acuerdo con el método de la inversión neta, que refleja una tasa de rendimiento periódico constante.

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.

3.28.- 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.

3.29.- 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.

3.30.- 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 2021 y 2020. 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 3.12. 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 2020 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.- Tasaciones de propiedades, planta y equipo.

Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias efectúan periódicamente retasaciones de parte significativa de sus propiedades, planta y equipo. Las tasaciones vinculadas con las redes de distribución y transmisión eléctrica son efectuadas tomando como base la metodología del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR / VI) de los activos utilizada en los informes presentados periódicamente a la autoridad regulatoria, el cual es ajustado, si corresponde, para incorporar las variables no contempladas por el estudio a la fecha de cierre del período o ejercicio. Dicho VNR /VI es reducido en la proporción apropiada que representa el uso y estado de conservación de los activos, a base de la metodología de Marston y Agg.

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

4.5.- 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 6 de mayo de 2019, el 5 de octubre de 2019, el 2 de noviembre de 2020 y el 20 de marzo de 2021, fueron publicados los Decretos N° 20T-2018, N° 7T-2019, N° 6T-2020 y N° 16T-2020, todos del Ministerio de Energía, mediante los cuales se fijan precios de nudo promedio con vigencia a contar del 1 de julio de 2018, 1 de enero de 2019, 1 de julio de 2019, 1 de enero de 2020 y 1 de julio de 2020, respectivamente.

El 2 de noviembre fue publicada en el Diario Oficial la Ley N° 21.185 que crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes regulados. Esta ley considera esencialmente:

- Entre el 1 de julio de 2019 y el 31 de diciembre de 2020, los precios que las distribuidoras traspasarán a sus clientes corresponderán a los de enero de 2019 (PEC, precio estabilizado a clientes).
- Entre el 1 de enero de 2021 y hasta el término del mecanismo de estabilización (diciembre de 2027), podrán traspasar los precios de nudo promedio (PNP), los que no podrán superar el PEC reajustado por IPC a partir de enero de 2021.
- A partir de esta ley y hasta el término del mecanismo, las distribuidoras pagarán los precios de nudo promedio con un factor de ajuste que asegure la coherencia con la recaudación esperada del PEC. En caso de que el cálculo de precios de nudo promedio sea mayor al PEC, los precios serán ajustados a la baja; en caso contrario, serán incrementados para cubrir saldos no recaudados.
- La Comisión Nacional de Energía calculará, para cada contrato, las diferencias de facturación que se produzcan entre el precio establecido y el precio que se hubiera aplicado de acuerdo a dicho contrato. Este saldo en dólares será incorporado en los decretos tarifarios semestrales. A partir de julio de 2023 o hasta acumular un saldo 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.

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.

Por otro lado, en relación con la remuneración de las instalaciones de transmisión, el 3 de febrero de 2015 fue publicado en el Diario Oficial el Decreto N° 23T-2015 del Ministerio de Energía, mediante el cual se fija el valor anual de transmisión por tramo de las instalaciones de Transmisión Nacional y sus fórmulas de indexación para el cuatrienio 2016-2019, con vigencia desde el 1 de enero de 2016. Asimismo, el 5 de octubre de 2018 fue publicado el Decreto N° 6T-2017 del Ministerio de Energía, mediante el cual se fija el valor anual por tramo de las instalaciones de Transmisión Zonal y Transmisión Dedicada utilizadas por usuarios sujetos a regulación de precios, sus tarifas y fórmulas de indexación para el bienio 2018-2019, con vigencia desde el 1 de enero de 2018.

Los cargos de transmisión aplicables a los clientes finales, considerando los decretos señalados 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 incorporó 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.

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 y de las resoluciones que fijen los cargos de transmisión, 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.

4.6.- Contingencia Covid-19

La Sociedad y sus subsidiarias se encuentran evaluando activamente e implementando permanentemente las medidas requeridas para enfrentar los posibles efectos del brote del Covid-19 en sus empleados, clientes y proveedores. A la fecha se ha ajustado la estimación de pérdida esperada en cartera de clientes el cual contempla el comportamiento histórico de la cartera de clientes y las previsiones de tasas de crecimiento del PIB y del desempleo.

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, tanto en las actividades de distribución y transmisión. 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 2021, 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	31-03-2021		31-12-2020	
	M\$	%	M\$	%
Deuda en CL\$	737.880.517	50,90%	802.532.957	53,02%
Deuda en unidades de fomento	297.244.797	20,50%	295.639.748	19,53%
Deuda en unidades de fomento con cobertura	414.635.578	28,60%	415.359.038	27,44%
Total deuda financiera	1.449.760.892	100,00%	1.513.531.743	100,00%

Cabe destacar que durante el ejercicio 2018 se ejecutaron 5 operaciones de derivados de cobertura UF / CLP para los bonos series D, E, K, M, y N, con lo cual el 79,50% del total de deuda financiera queda fijada en CLP.

5.1.2.- Riesgo de variación unidad de fomento.

En el periodo terminado el 31 de marzo de 2021, Compañía General de Electricidad y sus subsidiarias mantienen un 20,50% 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 2021, el resultado antes de impuestos habría disminuido en M\$ 2.972.448 y lo contrario hubiera sucedido ante una disminución de 1% en la UF.

5.1.3.- 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 2021, la deuda financiera de la Compañía y de sus subsidiarias se estructura en un 34,24% 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\$ 1.197.856.

5.1.4.- 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. 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 82,3% de la deuda financiera (capital vigente adeudado) se encuentra estructurada a largo plazo.

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.

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 31-03-2021	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	254.420.665	438.453.332	62.919.819			755.793.816
Bonos	33.303.784	93.387.763	263.923.987	223.111.748	296.311.470	910.038.752
Total	287.724.449	531.841.095	326.843.806	223.111.748	296.311.470	1.665.832.568
Porcentualidad	17%	32%	20%	13%	18%	100%

Capital e intereses con proyección futura de flujo de caja 31-12-2020	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	192.038.058	556.725.118	75.795.631			824.558.807
Bonos	33.132.975	84.371.466	263.438.879	241.563.797	295.258.232	917.765.349
Total	225.171.033	641.096.584	339.234.510	241.563.797	295.258.232	1.742.324.156
Porcentualidad	13%	37%	19%	14%	17%	100%

5.1.5.- 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 suspensión⁴ 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 refuerza el bajo riesgo crediticio. En efecto, la rotación de cuentas por cobrar de CGE es de aproximadamente 5,0 meses de ventas, reflejando las características de los negocios de distribución. Del mismo modo, el monto de Deudas Comerciales Vencidas y Deterioradas representa un monto poco significativo, del orden de 6,33% del total de Ingresos Operacionales anuales.

⁴ Actualmente se rige por la ley 21.249. (Ver Nota 2.1)

Conceptos	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Ingresos operacionales. (últimos 12 meses)	1.718.183.574	1.765.474.692
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar bruto.	847.027.256	838.771.316
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas.	129.329.388	124.698.370
Rotación cuentas por cobrar. (meses)	5,0	4,8
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales.	6,33%	5,94%

Sin perjuicio de lo anterior, la actual situación de pandemia por el Covid-19 y la declaración de Estado de Catástrofe por Calamidad Pública vigente desde el 19 de marzo de 2020, 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-through o de traspaso de costos en la cadena generación-transporte-distribución-consumo del servicio público eléctrico.

5.1.6.- 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 2021, el cual compara su valor libro en relación a su valor justo:

Deuda al 31 de marzo de 2021	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor justo M\$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos.	737.880.517	726.643.956	-1,52%
Bonos	711.880.375	821.314.138	15,37%
Total pasivo financiero	1.449.760.892	1.547.958.094	6,77%

Deuda al 31 de diciembre de 2020	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor justo M\$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos.	802.532.957	813.190.437	1,33%
Bonos	710.998.786	808.699.115	13,74%
Total pasivo financiero	1.513.531.743	1.621.889.552	7,16%

*Incluye pasivos de cobertura Bonos en UF

5.1.7.- 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:

- La Ley N° 21.249, publicada el 8 de agosto de 2020, dispuso beneficios excepcionales en favor de los usuarios finales de los servicios sanitarios, de electricidad y de gas de red, estableciendo: a) la prohibición de cortar el suministro eléctrico por mora en el pago de las cuentas durante 90 días; y b) que, a solicitud de los clientes (vulnerables, tercera edad, cesantes y afectados en sus ingresos, entre otros), las deudas generadas entre el 18 de marzo de 2020 y los 90 días posteriores al 8 de agosto de 2020 se deberán prorratear en hasta 12 cuotas mensuales, sin multas, ni intereses, ni gastos asociados. El 5 de enero de 2021 fue publicada en el Diario Oficial la Ley N°21.301 que principalmente extiende en 180 días adicionales la vigencia de la Ley N°21.249 y amplía a 36 las cuotas para la postergación de pagos.

Actualmente se encuentran en tramitación en el Congreso Nacional diversas mociones parlamentarias que buscan extender la vigencia esta ley.

- Ley N° 21.304 publicada el 12 de enero 2021 sobre Suministro de Electricidad para Electrodependientes, la cual establece obligaciones adicionales para las empresas distribuidoras (registro de pacientes, priorización del restablecimiento del suministro, incorporación de un mecanismo de medición de consumo de costo de la empresa, entre otras), las cuales deberán comenzar a aplicarse en la forma en que determine el correspondiente reglamento, una vez que éste se publique.
- Proceso de tarificación de transmisión correspondiente al cuatrienio 2020-2023 y proceso de tarificación de distribución correspondiente al cuatrienio 2020-2024, los cuales actualmente se encuentran en desarrollo, sin perjuicio de su aplicación retroactiva desde el 1 de enero y el 4 de noviembre de 2020, respectivamente.
- 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
- Modificación en la definición de horas de punta, en conformidad con lo establecido en el Decreto N° 3T-2021 del Ministerio de Energía, que fija los precios de nudo de corto plazo a partir del 1 de abril de 2021, atendido el contexto de emergencia de salud pública por la pandemia COVID-19.

5.1.8.- 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, equipos con contaminantes PCB, donde las infracciones asociadas a la

gestión de residuos serán sancionadas por la Autoridad Sanitaria previa instrucción del respectivo sumario sanitario, en conformidad con lo establecido en el Código Sanitario. Durante el año 2020 no se registraron intervenciones de terceros que pudiesen originar un siniestro medioambiental.

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.

5.1.9.- 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 desconocerse 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.

5.1.10. Restricciones financieras

Compañía General de Electricidad S.A. y sus subsidiarias han convenido con bancos acreedores y 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 2021 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2020 la sociedad y sus subsidiarias incluidas en dicha consolidación se encuentran en cumplimiento de dichas restricciones y compromisos.

6.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

6.1.- Composición del rubro.

La composición del rubro al 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020 es la siguiente:

Clases de efectivo y equivalentes al efectivo	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Efectivo		
Efectivo en caja.	117.719	160.889
Saldos en bancos.	49.330.173	88.716.583
Total efectivo.	49.447.892	88.877.472
Equivalente al efectivo		
Depósitos a corto plazo, clasificado como equivalentes al efectivo.	130.000.000	166.503.935
Otros equivalentes al efectivo (*).	43.121.439	70.214.191
Total equivalente al efectivo.	173.121.439	236.718.126
Total	222.569.331	325.595.598
(*) Otros equivalentes al efectivo	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Cuotas de fondos mutuos.	43.121.439	70.214.191
Total otros equivalentes al efectivo.	43.121.439	70.214.191

La composición del rubro al 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020 es la siguiente:

Información del efectivo y equivalentes al efectivo por moneda	Moneda	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Monto del efectivo y equivalente al efectivo.	CL \$	221.931.769	321.999.278
	US \$	635.260	3.563.157
	AR \$	1.734	11.166
	EUR \$	568	21.997
Total		222.569.331	325.595.598

El efectivo y equivalentes al efectivo incluido en los estados consolidados intermedios de situación financiera al 31 de marzo de 2021 y 2020 no difieren del presentado en los estados consolidados intermedios de flujos de efectivo. A la fecha no existen restricciones sobre el efectivo y equivalente al efectivo.

La Sociedad al 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020 tiene disponibles y no utilizadas líneas de sobregiro por M\$139.000.000.

Sus subsidiarias al 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020 tienen disponibles y no utilizadas líneas de sobregiro por M\$975.000.

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 2021 y 2020.

Detalle partidas flujo de efectivo	01-01-2021 31-03-2021 M\$	01-01-2020 31-03-2020 M\$
Otros cobros por actividades de operación		
Cobro de reliquidación de tarifas de subtransmisión	705.438	8.550.008
Otros cobros	14.721	25.277
Total otros cobros por actividades de operación	720.159	8.575.285

Detalle partidas flujo de efectivo	01-01-2021 31-03-2021 M\$	01-01-2020 31-03-2020 M\$
Otros pagos por actividades de operación		
Pago de IVA - Impuesto único - Impuestos 2da categoría - Impuesto adicional	(9.468.965)	(12.654.707)
Otros pagos (multas, indemnizaciones, juicios)	(26.760)	(33.193)
Total otros pagos por actividades de operación	(9.495.725)	(12.687.900)

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 2021 y 31 de diciembre de 2020.

	Flujo de efectivo de financiamiento					Cambios que no representan flujo de efectivo			
	Saldo al 31-12-2020 M\$	Provenientes M\$	Utilizados M\$	Intereses pagados M\$	Total M\$	Diferencias de cambio/Unidad de Reajuste M\$	Costos financieros M\$	Otros M\$	Saldo al 31-03-2021 M\$
Otros pasivos financieros. (préstamos bancarios)	802.532.957		(62.654.968)	(5.490.754)	734.387.235		3.493.282		737.880.517
Otros pasivos financieros. (bonos)	709.156.397		(4.670.100)	(8.257.045)	696.229.252	7.839.224	5.980.064		710.048.540
Otros pasivos financieros. (Instrumentos financieros)	1.842.389			(6.328.501)	(4.486.112)			6.317.947	1.831.835
Cuenta corriente mercantil	3.832.068		(322.309)	(15.380)	3.494.379		15.380		3.509.759
Total	1.517.363.811	0	(67.647.377)	(20.091.680)	1.429.624.754	7.839.224	9.488.726	6.317.947	1.453.270.651

	Flujo de efectivo de financiamiento					Cambios que no representan flujo de efectivo			
	Saldo al 31-12-2019 M\$	Provenientes M\$	Utilizados M\$	Intereses pagados M\$	Total M\$	Diferencias de cambio M\$	Costos financieros M\$	Otros M\$	Saldo al 31-12-2020 M\$
Otros pasivos financieros. (préstamos bancarios)	654.253.448	655.749.322	(497.987.369)	(29.843.166)	782.172.235		27.016.446	(6.655.724)	802.532.957
Otros pasivos financieros. (bonos)	583.276.041	114.343.039	(9.101.374)	(19.405.276)	669.112.430	16.748.539	23.295.428		709.156.397
Otros pasivos financieros. (Instrumentos financieros)	1.989.786			(25.181.217)	(23.191.431)		25.033.820		1.842.389
Cuenta corriente mercantil	25.514.594	4.650.354	(12.942.959)	(246.910)	16.975.079			(13.143.011)	3.832.068
Total	1.265.033.869	774.742.715	(520.031.702)	(74.676.569)	1.445.068.313	16.748.539	75.345.694	(19.798.735)	1.517.363.811

7.- OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

La composición del rubro al 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020 es la siguiente:

Otros activos financieros	31-03-2021		31-12-2020	
	Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Activos de cobertura.		34.418.624		29.117.141
Activos financieros disponibles para la venta.		175.001		175.001
Total	0	34.593.625	0	29.292.142

7.1.- Activos y pasivos de cobertura.

El Grupo CGE, manteniendo la política de gestión de riesgos, tiene suscritos contratos de derivados que cubren las variaciones de tasas de interés y 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 que no hayan madurado 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 2021 y 31 de diciembre de 2020.

Activos de coberturas corrientes y no corrientes					Valor justo			
					Corrientes		No corrientes	
Sociedad	Tipo de contrato	Tipo de cobertura	Riesgo de cobertura	Partida cubierta	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$
CGE S.A.	Cross Currency Swap	Tasa de interés - Tipo de cambio	Exposición de las variaciones de tasa de interés y tipo de cambio.	Préstamo			34.418.624	29.117.141
Total					0	0	34.418.624	29.117.141

Pasivos de coberturas corrientes y no corrientes					Valor justo			
					Corrientes		No corrientes	
Sociedad	Tipo de contrato	Tipo de cobertura	Riesgo de cobertura	Partida cubierta	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$
CGE S.A.	Cros Currency Swap	Tasa de interés - Tipo de cambio	Exposición de las variaciones de tasa de interés y tipo de cambio.	Préstamo	1.831.835	1.842.389		
Total					1.831.835	1.842.389	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.- Activos financieros disponibles para la venta.

La composición de los activos financieros disponibles para la venta al 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020, 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		31-03-2021	31-12-2020
			31-03-2021	31-12-2020	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 2021 y 31 de diciembre de 2020 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 2021 y 31 de diciembre de 2020, en la medida que existan saldos vigentes a la fecha de cierre de los estados financieros consolidados intermedios.

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	31-03-2021		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de efectivo		34.418.624		34.418.624	
Total	0	34.418.624	0	34.418.624	0

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
Activos financieros	31-12-2020		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de efectivo		29.117.141		29.117.141	
Total	0	29.117.141	0	29.117.141	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	31-03-2021		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de efectivo.	1.831.835			1.831.835	
Total	1.831.835	0	0	1.831.835	0

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
Pasivos financieros	31-12-2020		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de efectivo.	1.842.389			1.842.389	
Total	1.842.389	0	0	1.842.389	0

7.3.3.- Activos financieros disponibles para la venta.

Activos financieros disponibles para la venta			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
	31-03-2021		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

Activos financieros disponibles para la venta			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
	31-12-2020		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 disponibles para la venta 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 2021 y 31 de diciembre de 2020 y sus respectivos valores razonables.

31 de marzo de 2021	A valor Razonable		Activos al costo amortizado M\$	Pasivos al costo amortizado M\$	Total valor Contable M\$	Total a valor Razonable M\$
	Con Cambios en resultado M\$	Con Cambios en Otros resultados integrales M\$				
ACTIVOS						
Equivalentes al efectivo.			173.121.439		173.121.439	173.121.439
Otros activos financieros.		34.593.625			34.593.625	34.593.625
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.			717.697.868		717.697.868	717.697.868
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.			203.434		203.434	203.434
TOTAL ACTIVOS	0	34.593.625	891.022.741	0	925.616.366	925.616.366
PASIVOS						
Otros pasivos financieros						
Préstamos Bancarios.				737.880.517	737.880.517	726.643.956
Obligaciones con el público (bonos)				710.048.540	710.048.540	819.482.303
Derivados		1.831.835			1.831.835	1.831.835
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.				541.332.410	541.332.410	541.332.410
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.				23.623.384	23.623.384	23.623.384
TOTAL PASIVOS	0	1.831.835	0	2.012.884.851	2.014.716.686	2.112.913.888
31 de diciembre de 2020						
31 de diciembre de 2020	A valor Razonable		Activos al costo amortizado M\$	Pasivos al costo amortizado M\$	Total valor Contable M\$	Total a valor Razonable M\$
	Con Cambios en resultado M\$	Con Cambios en Otros resultados integrales M\$				
ACTIVOS						
Equivalentes al efectivo.			236.718.126		236.718.126	236.718.126
Otros activos financieros.		29.292.142			29.292.142	29.292.142
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.			714.072.946		714.072.946	714.072.946
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.			2.102.985		2.102.985	2.102.985
TOTAL ACTIVOS	0	29.292.142	952.894.057	0	982.186.199	982.186.199
PASIVOS						
Otros pasivos financieros						
Préstamos Bancarios.				802.532.957	802.532.957	800.162.688
Obligaciones con el público (bonos)				709.156.397	709.156.397	831.032.034
Derivados		1.842.389			1.842.389	1.842.389
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.				544.987.571	544.987.571	544.987.571
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.				24.244.282	24.244.282	24.244.282
TOTAL PASIVOS	0	1.842.389	0	2.080.921.207	2.082.763.596	2.202.268.964

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	
	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Deudores comerciales, neto.	336.755.329	336.824.977	13.875.431	13.075.420
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, neto.	142.092	355.488	131.635	1.331.865
Otras cuentas por cobrar, neto.	53.142.287	50.635.261	313.651.094	311.849.935
Total	390.039.708	387.815.726	327.658.160	326.257.220

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

Otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Por cobrar al personal				
Préstamos al personal.	1.242.897	1.261.245	334.853	335.170
Anticipo de remuneraciones.	181.152	313.743		
Fondos por rendir.	6.531	55.826		
Sub total	1.430.580	1.630.814	334.853	335.170
Deudores varios				
Deudores varios. (*)	35.491.531	36.471.017	313.316.241	311.514.765
Anticipo Proveedores.	19.805.815	16.450.312		
Boletas garantías.	10.687	687		
Otros documentos por cobrar.	176.200	220.472		
Otros.	355.881	332.161		
Provisión de deterioro.	(4.128.407)	(4.470.202)		
Sub total	51.711.707	49.004.447	313.316.241	311.514.765
Total	53.142.287	50.635.261	313.651.094	311.849.935

(*) Ver Nota N° 4.5

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	
	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Deudores comerciales, bruto.	461.956.310	457.053.145	13.875.431	13.075.420
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto.	142.092	355.488	131.635	1.331.865
Otras cuentas por cobrar, bruto.	57.270.694	55.105.463	313.651.094	311.849.935
Total	519.369.096	512.514.096	327.658.160	326.257.220

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

Importe en libros de deudores comerciales, otras cuentas por cobrar deteriorados	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Deudores comerciales.	125.200.981	120.228.168
Otras cuentas por cobrar.	4.128.407	4.470.202
Total	129.329.388	124.698.370

El movimiento de la provisión por deterioro de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar al 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020 se muestra en el siguiente cuadro:

Provisión deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos y no pagados con deterioro	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Saldo inicial.	124.698.370	98.091.564
Baja de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas del período o ejercicio.	(1.203.065)	(15.472.119)
Transferencia por enajenación		(578.688)
Aumento (disminución) del período o ejercicio.	5.834.083	42.657.613
Total	129.329.388	124.698.370

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 Nº 1, de Minería de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, y por su Reglamento Eléctrico, Decreto Supremo Nº 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.

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

- Clientes energéticos
- Clientes no energéticos

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 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 de, el cual contempla el comportamiento histórico de la cartera de clientes y las previsiones de tasas de crecimiento del PIB y del desempleo ajustando estas negativamente al 31 de diciembre de 2020. Se observa un aumento en la provisión de incobrables en el último año producto de dos eventos relevantes; primero, por un deterioro de las condiciones de la cartera de clientes vulnerables con énfasis desde la crisis social de octubre de 2019 y que parcialmente se vieron reflejadas en el cierre del mismo año; y, en segundo lugar, por efectos asociados a la crisis sanitaria actual debido a la pandemia de Covid 19 que ha generado efectos en la evolución de las variables de crecimiento y mayor desempleo, afectando la capacidad de pago de los clientes residenciales y pequeñas y medianas empresas, con la consecuente postergación de pagos.

Adicionalmente, se encuentra vigente la Ley N°21.301, que extiende los beneficios de la Ley N°21.249, y que beneficia a diversos grupos de clientes vulnerables entre los que se cuentan mayores de edad, desempleados y microempresas entre otros, otorgando a estos clientes la facultad de convenir sus deudas morosas hasta en 36 cuotas, sin interés e impidiendo el corte de suministro. El plazo para acogerse a este beneficio es hasta el día 4 de Junio 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	31-03-2021			31-12-2020		
	Bruto	Interés	Valor presente	Bruto	Interés	Valor presente
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
No posterior a un año.	158.053	(15.961)	142.092	474.133	(118.645)	355.488
Posterior a un año pero menor de cinco años.	141.787	(10.152)	131.635	1.430.646	(226.783)	1.203.863
Más de cinco años.			0	130.509	(2.507)	128.002
Total	299.840	(26.113)	273.727	2.035.288	(347.935)	1.687.353

8.2.- Estratificación de la cartera.

La estratificación de la cartera al 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020 es la siguiente:

31-03-2021	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.	203.139.162	43.039.396	21.459.915	15.046.250	12.118.705	11.727.100	10.244.642	14.507.062	12.679.860	131.869.649	475.831.741	461.956.310	13.875.431
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto.	273.727										273.727	142.092	131.635
Otras cuentas por cobrar, bruto.	365.774.306	99.009	127.170	77.530	(4.785)	(506)			23.216	4.825.848	370.921.788	57.270.694	313.651.094
Provision deterioro Deudores Comerciales	(1.289.118)	(867.034)	(1.015.659)	(2.458.608)	(2.762.843)	(4.907.562)	(4.017.214)	(3.430.231)	(4.892.831)	(99.559.881)	(125.200.981)	(125.200.981)	
Provision deterioro otras cuentas por cobrar										(4.128.407)	(4.128.407)	(4.128.407)	
Total	567.898.077	42.271.371	20.571.426	12.665.172	9.351.077	6.819.032	6.227.428	11.076.831	7.810.245	33.007.209	717.697.868	390.039.708	327.658.160

31-12-2020	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.	212.182.955	45.777.083	23.009.775	14.510.672	18.730.385	12.906.641	8.617.051	8.263.896	11.710.982	114.419.125	470.128.565	457.053.145	13.075.420
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto.	355.488									1.331.865	1.687.353	355.488	1.331.865
Otras cuentas por cobrar, bruto.	361.954.649	96.866	78.036							4.825.847	366.955.398	55.105.463	311.849.935
Provision deterioro Deudores Comerciales	(12.416.700)	(618.586)	(1.015.804)	(4.073.675)	(4.133.582)	(3.932.266)	(4.056.088)	(4.976.970)	(3.509.129)	(81.495.368)	(120.228.168)	(120.228.168)	
Provision deterioro otras cuentas por cobrar										(4.470.202)	(4.470.202)	(4.470.202)	
Total	562.076.392	45.255.363	22.072.007	10.436.997	14.596.803	8.974.375	4.560.963	3.286.926	8.201.853	34.611.267	714.072.946	387.815.726	326.257.220

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

El resumen de estratificación de cartera al 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020 es el siguiente:

31-03-2021								
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)		117.186.344					117.186.344	0
Por vencer. (2)	434.927	67.898.009	(979.099)	231.812	18.054.809	(310.019)	85.952.818	(1.289.118)
Sub total por vencer	434.927	185.084.353	(979.099)	231.812	18.054.809	(310.019)	203.139.162	(1.289.118)
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	328.039	41.550.190	(823.904)	9.145	1.489.206	(43.130)	43.039.396	(867.034)
Entre 31 y 60 días	83.954	20.848.418	(951.866)	4.791	611.497	(63.793)	21.459.915	(1.015.659)
Entre 61 y 90 días	32.311	14.526.414	(2.323.705)	3.978	519.836	(134.905)	15.046.250	(2.458.610)
Entre 91 y 120 días	24.347	11.605.035	(2.613.081)	3.747	513.670	(149.761)	12.118.705	(2.762.842)
Entre 121 y 150 días	20.371	11.240.053	(4.720.037)	3.387	487.047	(187.527)	11.727.100	(4.907.564)
Entre 151 y 180 días	18.013	9.799.397	(3.814.177)	2.830	445.245	(203.038)	10.244.642	(4.017.215)
Entre 181 y 210 días	16.387	14.055.996	(3.243.273)	2.570	451.066	(186.957)	14.507.062	(3.430.230)
Entre 211 y 250 días	21.406	12.073.822	(4.592.033)	3.856	606.038	(300.797)	12.679.860	(4.892.830)
Más de 250 días	540.224	110.565.246	(83.861.312)	105.798	21.304.403	(15.698.567)	131.869.649	(99.559.879)
Sub total vencidos	1.085.052	246.264.571	(106.943.388)	140.102	26.428.008	(16.968.475)	272.692.579	(123.911.863)
Total	1.519.979	431.348.924	(107.922.487)	371.914	44.482.817	(17.278.494)	475.831.741	(125.200.981)

31-12-2020								
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)		125.254.280					125.254.280	0
Por vencer. (2)	421.085	69.095.432	(12.126.021)	258.647	17.833.243	(290.679)	86.928.675	(12.416.700)
Sub total por vencer	421.085	194.349.712	(12.126.021)	258.647	17.833.243	(290.679)	212.182.955	(12.416.700)
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	337.151	44.264.149	(556.771)	10.175	1.512.934	(61.815)	45.777.083	(618.586)
Entre 31 y 60 días	86.545	22.339.584	(916.145)	5.326	670.191	(99.658)	23.009.775	(1.015.803)
Entre 61 y 90 días	33.308	13.912.706	(3.892.033)	4.416	597.966	(181.642)	14.510.672	(4.073.675)
Entre 91 y 120 días	25.103	18.175.341	(3.953.283)	4.163	555.044	(180.299)	18.730.385	(4.133.525)
Entre 121 y 150 días	20.989	12.366.155	(3.716.308)	3.765	540.486	(215.958)	12.906.641	(3.932.266)
Entre 151 y 180 días	18.552	8.105.563	(3.832.362)	3.140	511.488	(223.725)	8.617.051	(4.056.087)
Entre 181 y 210 días	17.064	7.669.757	(4.722.764)	2.853	594.139	(254.207)	8.263.896	(4.976.971)
Entre 211 y 250 días	22.276	10.971.650	(3.351.601)	4.290	739.332	(157.528)	11.710.982	(3.509.129)
Más de 250 días	556.599	94.456.484	(66.490.557)	118.012	19.962.641	(15.004.812)	114.419.125	(81.495.369)
Sub total vencidos	1.117.587	232.261.389	(91.431.824)	156.140	25.684.221	(16.379.644)	257.945.610	(107.811.468)
Total	1.538.672	426.611.101	(103.557.845)	414.787	43.517.464	(16.670.323)	470.128.565	(120.228.168)

(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.

8.3.1.- Resumen de estratificación de la cartera deudores comerciales segmento eléctrico Chile.

31-03-2021								
Tramos de deudas Segmento Eléctrico Chile	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada. (1)		117.186.344					117.186.344	0
Por vencer. (2)	434.604	67.092.151	(979.099)	231.812	18.054.809	(310.019)	85.146.960	(1.289.118)
Sub total por vencer	434.604	184.278.495	(979.099)	231.812	18.054.809	(310.019)	202.333.304	(1.289.118)
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	328.031	41.553.517	(823.904)	9.145	1.489.206	(43.130)	43.042.723	(867.034)
Entre 31 y 60 días	83.946	20.774.482	(951.866)	4.791	611.497	(63.793)	21.385.979	(1.015.659)
Entre 61 y 90 días	32.308	14.429.609	(2.298.562)	3.978	519.836	(134.905)	14.949.445	(2.433.467)
Entre 91 y 120 días	24.342	11.465.035	(2.613.081)	3.747	513.670	(149.761)	11.978.705	(2.762.842)
Entre 121 y 150 días	20.369	11.219.565	(4.720.037)	3.387	487.047	(187.527)	11.706.612	(4.907.564)
Entre 151 y 180 días	18.010	9.749.032	(3.814.177)	2.830	445.245	(203.038)	10.194.277	(4.017.215)
Entre 181 y 210 días	16.385	14.037.119	(3.243.273)	2.570	451.066	(186.957)	14.488.185	(3.430.230)
Entre 211 y 250 días	21.403	12.047.679	(4.592.033)	3.856	606.038	(300.797)	12.653.717	(4.892.830)
Más de 250 días	540.153	110.480.794	(83.818.438)	105.798	21.304.403	(15.698.567)	131.785.197	(99.517.005)
Sub total vencidos	1.084.947	245.756.832	(106.875.371)	140.102	26.428.008	(16.968.475)	272.184.840	(123.843.846)
Total	1.519.551	430.035.327	(107.854.470)	371.914	44.482.817	(17.278.494)	474.518.144	(125.132.964)

31-12-2020								
Tramos de deudas Segmento Eléctrico Chile	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada. (1)		125.254.280					125.254.280	0
Por vencer. (2)	420.884	68.305.095	(12.126.021)	258.647	17.833.243	(290.679)	86.138.338	(12.416.700)
Sub total por vencer	420.884	193.559.375	(12.126.021)	258.647	17.833.243	(290.679)	211.392.618	(12.416.700)
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	337.119	43.900.687	(556.771)	10.175	1.512.934	(61.815)	45.413.621	(618.586)
Entre 31 y 60 días	86.538	22.315.494	(912.422)	5.326	670.191	(99.658)	22.985.685	(1.012.080)
Entre 61 y 90 días	33.298	13.863.173	(3.885.276)	4.416	597.966	(181.642)	14.461.139	(4.066.918)
Entre 91 y 120 días	25.097	18.156.062	(3.950.132)	4.163	555.044	(180.299)	18.711.106	(4.130.431)
Entre 121 y 150 días	20.982	12.345.833	(3.712.908)	3.765	540.486	(215.958)	12.886.319	(3.928.866)
Entre 151 y 180 días	18.551	8.102.696	(3.831.853)	3.140	511.488	(223.725)	8.614.184	(4.055.578)
Entre 181 y 210 días	17.062	7.669.549	(4.722.764)	2.853	594.139	(254.207)	8.263.688	(4.976.971)
Entre 211 y 250 días	22.275	10.970.682	(3.351.429)	4.290	739.332	(157.528)	11.710.014	(3.508.957)
Más de 250 días	556.527	94.346.649	(66.440.252)	118.012	19.962.641	(15.004.812)	114.309.290	(81.445.064)
Sub total vencidos	1.117.449	231.670.825	(91.363.807)	156.140	25.684.221	(16.379.644)	257.355.046	(107.743.451)
Total	1.538.333	425.230.200	(103.489.828)	414.787	43.517.464	(16.670.323)	468.747.664	(120.160.151)

8.3.2.- Resumen de estratificación de la cartera deudores comerciales segmento servicios.

31-03-2021								
Tramos de deudas Segmento Servicios	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada. (1)							0	0
Por vencer. (2)	323	805.858					805.858	0
Sub total por vencer	323	805.858	0	0	0	0	805.858	0
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	8	(3.327)					(3.327)	0
Entre 31 y 60 días	8	73.936					73.936	0
Entre 61 y 90 días	3	96.805	(25.143)				96.805	(25.143)
Entre 91 y 120 días	5	140.000					140.000	0
Entre 121 y 150 días	2	20.488					20.488	0
Entre 151 y 180 días	3	50.365					50.365	0
Entre 181 y 210 días	2	18.877					18.877	0
Entre 211 y 250 días	3	26.143					26.143	0
Más de 250 días	71	84.452	(42.874)				84.452	(42.874)
Sub total vencidos	105	507.739	(68.017)	0	0	0	507.739	(68.017)
Total	428	1.313.597	(68.017)	0	0	0	1.313.597	(68.017)

31-12-2020								
Tramos de deudas Segmento Servicios	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)							0	0
Por vencer. (2)	201	790.337					790.337	0
Sub total por vencer	201	790.337	0	0	0	0	790.337	0
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	32	363.462					363.462	0
Entre 31 y 60 días	7	24.090	(3.723)				24.090	(3.723)
Entre 61 y 90 días	10	49.533	(6.757)				49.533	(6.757)
Entre 91 y 120 días	6	19.279	(3.151)				19.279	(3.151)
Entre 121 y 150 días	7	20.322	(3.400)				20.322	(3.400)
Entre 151 y 180 días	1	2.867	(509)				2.867	(509)
Entre 181 y 210 días	2	208					208	0
Entre 211 y 250 días	1	968	(172)				968	(172)
Más de 250 días	72	109.835	(50.305)				109.835	(50.305)
Sub total vencidos	138	590.564	(68.017)	0	0	0	590.564	(68.017)
Total	339	1.380.901	(68.017)	0	0	0	1.380.901	(68.017)

8.4.- Cartera protestada y en cobranza judicial.

La cartera protestada y en cobranza judicial al 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020 es la siguiente, las cuales forman parte de la cartera morosa:

31-03-2021				
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.	86	234.491	5.174	26.798.254
Total	86	234.491	5.174	26.798.254

31-12-2020				
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.	170	1.083.459	5.157	26.667.669
Total	170	1.083.459	5.157	26.667.669

8.5.- Provisión y castigos.

El detalle de la provisión y castigo de la cartera no repactada y repactada al 31 de marzo de 2021 y 2020 es la siguiente:

Provisión y castigos	01-01-2021 31-03-2021 M\$	01-01-2020 31-03-2020 M\$
	Provisión cartera no repactada	5.227.761
Provisión cartera repactada	606.322	2.923.523
Total	5.834.083	8.067.373

8.6.- Número y monto de operaciones.

El número y monto de operaciones al 31 de marzo de 2021 y 2020 es el siguiente por venta de energía y servicios:

Segmentos de ventas	Operaciones	01-01-2021 31-03-2021
	N°	M\$
Ventas de energía eléctrica Chile	9.357.494	393.430.828
Ventas de servicios	362	2.500.274
Total	9.357.856	395.931.102

Segmentos de ventas	Operaciones	01-01-2020 31-03-2020
	N°	M\$
Ventas de energía eléctrica Chile	9.143.861	440.949.951
Ventas de servicios	408	2.294.923
Total	9.144.269	443.244.874

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.

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

Al 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020 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 marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020 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	
							31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$
59.220.550-5	Naturgy Inversiones Internacionales S.A. Agencia en Chile	Chile	Recuperación de Gastos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	11.373	11.288		
59.220.550-5	Naturgy Inversiones Internacionales S.A. Agencia en Chile	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$		247		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Arriendo de Propiedades y servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$		36.986		
76.524.282-7	Global Power Generation Chile Spa.	Chile	Recuperación de Gastos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	97.592	93.813		
76.524.282-7	Global Power Generation Chile Spa.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	39.258	4.341		
76.609.803-7	CGE Gas Natural S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	2.369	2.326		
77.074.004-5	Lean Grids Service Chile SpA	Chile	Recuperación de Gastos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$		1.444.308		
96.722.460-K	Metrogas S.A.	Chile	Arriendo de Propiedades y servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	52.842	453.824		
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$		55.852		
TOTALES							203.434	2.102.985	0	0

9.1.2.- Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020 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	
							31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$
0-E	Naturgy Informática S.A.	España	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	320.206			
0-E	Naturgy Energy Group S.A.	España	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz	CL \$	114.818			
59.220.550-5	Naturgy Inversiones Internacionales S.A., Agencia en Chile	Chile	Dividendo mínimo por pagar	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	17.738.959	17.738.959		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	3.509.759	2.202.321		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	1.834.822			
76.524.282-7	Global Power Generation Chile Spa.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	21.537	21.770		
77.074.004-5	Lean Grids Service Chile SpA	Chile	Cuenta corriente mercantil	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$		1.629.748		
77.074.004-5	Lean Grids Service Chile SpA	Chile	Reembolso de gastos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$		2.121.365		
77.074.004-5	Lean Grids Service Chile SpA	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$		520.621		
81.533.000-5	Danilo Jordán S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Director Común	CL \$	73.239			
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	10.044	9.498		
TOTALES							23.623.384	24.244.282	0	0

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

Se presentan las operaciones y sus efectos en resultados por los ejercicios terminados al 31 de marzo de 2021 y 2020.

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2021 31-03-2021		01-01-2020 31-03-2020	
						Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono
						M\$	M\$	M\$	M\$
0-E	Naturgy Informática S.A.	España	Matriz común	Servicios recibidos	CL \$	362.135	(362.135)	206.398	(206.398)
0-E	Naturgy Energy Group S.A.	España	Matriz	Servicios recibidos	CL \$	114.818	(114.818)		
59.220.550-5	Naturgy Inversiones Internacional S.A. Agencia en Chile	Chile	Matriz común	Servicio de comunicación	CL \$	654	654	606	606
76.171.653-0	GN Holding Argentina S.A.	Chile	Matriz común	Intereses pagados	CL \$			30.470	(30.470)
76.202.178-1	Ibereólica Cabo Leones II S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de energía y potencia	CL \$	920.778	(920.778)		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías profesionales y servicios recibidos	CL \$	3.220.041	(3.220.041)	1.843.006	(1.843.006)
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$	593	593	576	576
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Intereses pagados	CL \$	3.113	(3.113)	3.317	(3.317)
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de propiedades	CL \$	80.262	80.262	78.078	78.078
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Servicios informáticos	CL \$	28.061	28.061	7.992	7.992
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo equipos microinformáticos	CL \$	5.768	5.768	25.163	25.163
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de impresión	CL \$				
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de comunicación	CL \$	7.630	7.630	4.407	4.407
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Construcción de redes eléctricas	CL \$	496.250			
76.524.282-7	Global Power Generation SpA	Chile	Matriz común	Servicio de comunicación	CL \$	772	772	1.980	1.980
76.609.803-7	CGE Gas Natural S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$	7.025	7.025	6.831	6.831
76.609.803-7	CGE Gas Natural S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses pagados	CL \$			104.273	(104.273)
77.074.004-5	Lean Grids Service Chile SpA	Chile	Matriz Común	Servicio construcción y cierre de obra	CL \$			495.672	
77.074.004-5	Lean Grids Service Chile SpA	Chile	Matriz Común	Asesorías profesionales	CL \$			1.557.167	(1.557.167)
77.074.004-5	Lean Grids Service Chile SpA	Chile	Matriz Común	Intereses cobrados	CL \$			1.694	1.694
77.074.004-5	Lean Grids Service Chile SpA	Chile	Matriz Común	Intereses pagados	CL \$			1.147	(1.147)
96.722.460-K	Metrogas S.A.	Chile	Matriz común	Servicios informáticos	CL \$	145.536	145.536	279.640	279.640
96.722.460-K	Metrogas S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por arriendo de propiedades	CL \$	77.027	77.027	74.933	74.933
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios de subtransmisión	CL \$	92.310	92.310	102.053	102.053
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses cobrados	CL \$			7.962	7.962
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de energía y potencia	CL \$	22.358	(22.358)	129.706	129.706
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	8.703	8.703	10.637	10.637

9.2.- Directorio y gerencia de la sociedad.

Con fecha de 31 de marzo de 2021 en Junta Extraordinaria de Accionistas se procedió a la elección de Directorio. En dicha junta fueron elegidos como Directores de la Sociedad por un período de tres años las siguientes personas:

Antonio Gallart Gabás
Luis Zarauza Quiros
Rita Ruiz de Alda Iparraguirre
Ramón Trepas Font
José Luis Gil Sánchez.

En Sesión de Directorio del mes de abril de 2021 se procederá a la designación del Presidente y Vicepresidente.

9.2.1.- Remuneración del Directorio.

Nombre	Cargo	01-01-2021 31-03-2021	01-01-2020 31-03-2020
		Dieta directorío M\$	Dieta directorío M\$
Antonio Gallart Gabas	Director	10.056	9.784
Carlos J. Alvarez Fernández	Director		6.522
Luis Zarauza Quiros	Director		6.522
Ramón Trepas Font	Director	6.704	
Totales		16.760	22.828

Las remuneraciones correspondientes a Remuneraciones del Directorio y Comité de Directores de subsidiarias ascendieron a M\$ 39.540 al 31 de marzo de 2021 y M\$ 35.401 al 31 de marzo de 2020.

9.2.2.- Remuneración del equipo gerencial.

Las remuneraciones con cargo a resultados del equipo gerencial de la sociedad ascienden a M\$ 1.993.513 al 31 de marzo de 2021 (M\$ 1.910.387 al 31 de marzo de 2020).

Las remuneraciones con cargo a resultados del equipo gerencial de subsidiarias ascienden a M\$ 259.599 al 31 de marzo de 2021 (M\$ 745.746 al 31 de marzo de 2020).

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 2021 y 31 de diciembre de 2020 es la siguiente:

Clases de inventarios	Corriente		No corriente	
	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Materias primas.	2.501.065	2.241.202		
Productos en proceso.	145.318	152.061		
Mercaderías para la venta.	979.045	1.360.521		
Suministros para la producción.	2.046.351	1.870.922		
Suministros para mantención.	348.663	334.656		
Mercaderías en tránsito.	793.638	217.856		
Provisión de deterioro.	(530.664)	(534.216)		
Total	6.283.416	5.643.002	0	0

Al 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020 no hay inventarios pignorados en garantía del cumplimiento de deudas contraídas.

10.1.- Información adicional de inventarios.

Otra información de inventarios	Corrientes	
	01-01-2021 31-03-2021 M\$	01-01-2020 31-03-2020 M\$
Importe de rebajas de importes de los inventarios.		(7.226)
Importe de reversiones de rebajas de importes de inventarios.	3.552	
Costos de inventarios reconocidos como gastos durante el período o ejercicio.	1.733.027	1.527.841

Las reversiones 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 2021 y 31 de diciembre de 2020.

Activos, pasivos por impuestos	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Activos por impuestos				
Pagos provisionales mensuales.	22.419.671	21.480.895		
Rebajas al impuesto.	23.000	23.000		
Créditos al impuesto.	504.186	414.146		
Subtotal activos por impuestos	22.946.857	21.918.041	0	0
Pasivos por impuestos				
Impuesto a la renta de primera categoría.	(4.089.549)	(3.324.763)		
Subtotal pasivos por impuestos	(4.089.549)	(3.324.763)	0	0
Total activos (pasivos) por impuestos	18.857.308	18.593.278	0	0

12.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro es el siguiente al 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020.

Otros activos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Gastos pagados por anticipado.	21.805.836	12.427.232		
Boletas en garantía.	8.524	28.678		
Otros activos	325.232	329.248	8.280	8.280
Total	22.139.592	12.785.158	8.280	8.280

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

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

13.1.- Composición del rubro.

Al 31 de diciembre de 2020.

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	Saldo al 01-01-2020 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Dividendos acordados M\$	Diferencia de conversión M\$	Venta Inversión M\$	Saldo al 31-12-2020 M\$
Inversiones en sociedades con control conjunto.	29.316.552		2.349.690	(22.031)	(531.599)	(273.287)	(30.839.325)	0
Total	29.316.552	0	2.349.690	(22.031)	(531.599)	(273.287)	(30.839.325)	0

13.2.- Sociedades con control conjunto.

13.2.1.- Inversiones en sociedades con control conjunto contabilizadas usando el método de la participación.

Al 31 de diciembre de 2020 (*).

Movimiento de inversiones en sociedades con control conjunto utilizando el método de la participación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01-01-2020 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Dividendos acordados M\$	Diferencia de conversión M\$	Venta Inversión M\$	Saldo al 31-12-2020 M\$
Gascart S.A.	Argentina	AR \$	0,00000%	0,00000%	25.662.605		2.081.294		(531.599)	(283.619)	(26.928.681)	0
Gasnor S.A.	Argentina	AR \$	0,00000%	0,00000%	1.372.054		115.520	(22.031)		(1.567)	(1.463.976)	0
Gasmarket S.A.	Argentina	AR \$	0,00000%	0,00000%	2.281.893		152.876			11.899	(2.446.668)	0
Total					29.316.552	0	2.349.690	(22.031)	(531.599)	(273.287)	(30.839.325)	0

(*). Ver Nota 3.4.3. La participación en ganancia (pérdida) en las sociedades de control Conjunto Gascart S.A., Gasnor S.A. y Gasmarket S.A. se ha presentado en el estado de resultados en el rubro "Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas". Al 31 de marzo de 2020 el monto ascendía a M\$337.805 y al 31 de diciembre de 2020 el monto ascendía a M\$2.349.690.

13.3.- Inversiones en subsidiarias.

13.3.1.- Inversiones en subsidiarias contabilizadas usando el método de la participación.

Al 31 de marzo de 2021.

Movimiento de inversiones en sociedades subsidiarias	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01-01-2021 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Venta Inversión M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-03-2021 M\$	Dividendos pagados a participaciones no controladoras M\$
CGE Magallanes S.A.	Chile	CL \$	99,89482%	99,89482%	64.572.838		761.180			(9.121)	65.324.897	
Transformadores Tusan S.A.	Chile	CL \$	99,07000%	99,07000%	10.944.405		(88.356)			34.735	10.890.784	
CGE Comercializadora SpA	Chile	CL \$	100,00000%	100,00000%		100.000	(1.876)				98.124	
Total					75.517.243	100.000	670.948	0	0	25.614	76.313.805	0

Al 31 de diciembre de 2020.

Movimiento de inversiones en sociedades subsidiarias	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01-01-2020 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Venta Inversión M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2020 M\$	Dividendos pagados a participaciones no controladoras M\$
CGE Magallanes S.A.	Chile	CL \$	99,89482%	99,89482%	61.627.247		3.457.511	(3.254.114)		2.742.194	64.572.838	(2.163)
CGE Argentina S.A.	Chile	CL \$	0,00000%	0,00000%	11.336.253		7.439.408		(19.205.779)	430.118	0	(2)
Transformadores Tusan S.A.	Chile	CL \$	99,07000%	99,07000%	11.158.946		(146.772)			(67.769)	10.944.405	
Total					84.122.446	0	10.750.147	(3.254.114)	(19.205.779)	3.104.543	75.517.243	(2.165)

13.3.2.- Información resumida de las subsidiarias.

Al 31 de marzo de 2021.

Inversiones en sociedades subsidiarias directas	Porcentaje participación	31-03-2021													
		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%	18.831.939	137.659.890	156.491.829	11.757.437	34.882.412	46.639.849	109.851.980	9.854.012	(6.870.556)	(1.608.269)	1.375.187	761.986	1.358.618	752.855
Transformadores Tusan S.A.	99,07000%	6.843.122	7.536.769	14.379.891	1.627.859	1.149.858	2.777.717	11.602.174	2.500.274	(2.082.015)	(499.288)	(81.029)	(89.185)	(45.967)	(54.123)
CGE Comercializadora SpA	100,00000%	100.000	694	100.694	2.570		2.570	98.124		(2.570)	694	(1.876)	(1.876)	(1.876)	(1.876)

Al 31 de diciembre de 2020.

Inversiones en sociedades subsidiarias directas	Porcentaje participación	31-12-2020													
		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%	19.136.916	137.660.125	156.797.041	12.129.463	36.174.216	48.303.679	108.493.362	42.813.818	(27.036.506)	(9.527.947)	6.249.365	3.461.168	11.230.621	6.206.249
CGE Argentina S.A.	0,00000%			0			0	0			7.549.241	7.549.241	7.440.030	7.110.158	7.008.754
Transformadores Tusan S.A.	99,07000%	6.706.747	7.563.945	14.270.692	1.429.513	1.193.037	2.622.550	11.648.142	9.469.707	(7.587.292)	(2.073.610)	(191.195)	(148.150)	(259.600)	(216.555)

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 2021 y 31 de diciembre de 2020 es el siguiente:

Activos Intangibles	31-03-2021		
	Valores brutos	Amortización acumulada	Valores netos
	M\$	M\$	M\$
Programas informáticos.	73.812.995	(58.456.990)	15.356.005
Otros activos intangibles identificables.	845.955.235	(86.639)	845.868.596
Total	919.768.230	(58.543.629)	861.224.601

Activos Intangibles	31-12-2020		
	Valores brutos	Amortización acumulada	Valores netos
	M\$	M\$	M\$
Programas informáticos.	72.776.408	(56.650.862)	16.125.546
Otros activos intangibles identificables.	845.313.204	(85.418)	845.227.786
Total	918.089.612	(56.736.280)	861.353.332

El detalle de los otros activos intangibles identificables al 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020 se encuentra en nota 14.1.1.

La amortización acumulada al 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020 alcanza a M\$ 58.545.873 y M\$ 56.736.280 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 2021 y 31 de diciembre de 2020 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 2021 y 31 de diciembre de 2020 es el siguiente:

Movimientos en activos intangibles	31-03-2021		
	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2021	16.125.546	845.227.786	861.353.332
Adiciones.	1.036.587	642.031	1.678.618
Amortización.	(1.806.128)	(1.221)	(1.807.349)
Cambios, total	(769.541)	640.810	(128.731)
Saldo final al 31 de marzo de 2021	15.356.005	845.868.596	861.224.601

Movimientos en activos intangibles	31-12-2020		
	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2020	16.636.101	853.951.021	870.587.122
Adiciones.	5.101.888	906.918	6.008.806
Desapropiaciones.		(12.626.720)	(12.626.720)
Amortización.	(7.049.699)	(4.885)	(7.054.584)
Incremento (disminución) en el cambio de moneda extranjera.		806.456	806.456
Otros incrementos (disminuciones).	1.437.256	2.194.996	3.632.252
Cambios, total	(510.555)	(8.723.235)	(9.233.790)
Saldo final al 31 de diciembre de 2020	16.125.546	845.227.786	861.353.332

14.1.1 El detalle del importe de activos intangibles identificables individuales significativos y su vida útil o período de amortización al 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020 es el siguiente:

Detalle de otros activos identificables al 31-03-2021	Importe en libros de activo individual intangible significativo M\$	Explicación del período o ejercicio de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
Concesiones.	691.011.653	Indefinida
Servidumbres.	154.787.365	Indefinida
Servidumbres.	69.578	Definida
Total	845.868.596	

Detalle de otros activos identificables al 31-12-2020	Importe en libros de activo individual intangible significativo M\$	Explicación del período o ejercicio de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
Concesiones.	691.011.653	Indefinida
Servidumbres.	154.145.334	Indefinida
Servidumbres.	70.799	Definida
Total	845.227.786	

El cargo a resultados del período por amortización de intangibles al 31 de marzo de 2021 y 2020 es el siguiente:

Línea de partida en el estado de resultados que incluye amortización de activos intangibles identificables	01-01-2021 31-03-2021		01-01-2020 31-03-2020	
	Programas informáticos M\$	Otros activos intangibles identificables M\$	Programas informáticos M\$	Otros activos intangibles identificables M\$
Costo de ventas.	614		614	
Gastos de administración.	1.805.514	1.221	2.064.884	1.221
Total	1.806.128	1.221	2.065.498	1.221

14.2.- Activos intangibles con vida útil indefinida.

14.2.1.- Servidumbres.

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

14.2.2.- Información sobre las concesiones de servicio.

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

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

La vida útil de todos los activos intangibles de vida útil indefinida, previamente enunciados es objeto de revisión en cada 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 2021 y 31 de diciembre de 2020 es la siguiente:

Rut	Sociedad sobre la cual se mantiene la plusvalía	Fecha de generación plusvalía	Sociedad adquirente	Relación con vendedor	Movimientos 2020			Movimientos 2021	
					Saldo al	Otros incrementos (disminuciones)	Saldo al	Otros incrementos (disminuciones)	Saldo al
					01-01-2020		31-12-2020		31-03-2021
					M\$	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		54.621.000
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	90.592.000		90.592.000		90.592.000
88.221.200-9	Edelmag S.A.	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	8.126.000		8.126.000		8.126.000
76.144.275-9	Emel Norte S.A. y subsidiarias	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	12.849.000		12.849.000		12.849.000
99.548.260-6	CGE Argentina S.A. y subsidiarias	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	(1.545.959)	1.545.959	0		0
96.719.210-4	Transnet S.A.	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	61.388.000		61.388.000		61.388.000
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	(4.741.767)		(4.741.767)		(4.741.767)
Totales					221.288.274	1.545.959	222.834.233	0	222.834.233

Las plusvalías registradas se originan de la combinación de negocios por la adquisición de las acciones de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias por Gas Natural Fenosa Chile S.A. (hoy Compañía General de Electricidad S.A.) en Noviembre de 2014.

16.- PROPIEDADES DE INVERSIÓN.

La composición y el movimiento de este rubro al 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020 es el siguiente:

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

Propiedades de inversión, modelo del valor razonable	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Saldo Inicial	8.043.507	8.402.041
Retiros o desapropiaciones, propiedades de inversión.		(358.534)
Total de cambios en propiedades de inversión, modelo del valor razonable	0	(358.534)
Total	8.043.507	8.043.507

Las tasaciones para los efectos de determinar el valor razonable de las propiedades de inversión son evaluadas y efectuadas en forma anual.

16.2.- Conciliación entre tasación obtenida y tasación ajustada incluida en los estados financieros.

Valorización ajustada incluida en los estados financieros, modelo del valor razonable	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Valorización obtenida para las propiedades de inversión.	8.043.507	8.043.507
Total	8.043.507	8.043.507

16.3.- Ingresos de propiedades de inversión.

Ingresos y gastos de propiedades de inversión	01-01-2021 31-03-2021 M\$	01-01-2020 31-03-2020 M\$
Importe de ingresos por alquileres de propiedades de inversión.	269.416	298.887

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.

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 2021 y 31 de diciembre de 2020 es la siguiente:

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

Clases de propiedades, plantas y equipos, neto	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Construcciones en curso.	159.513.320	147.028.890
Terrenos.	83.335.917	83.239.996
Edificios.	31.061.029	31.364.719
Planta y equipos.	1.699.807.154	1.699.762.574
Subestaciones de poder.	433.769.757	439.620.078
Lineas de transporte energía.	262.838.234	261.557.339
Subestaciones de distribución.	124.033.497	123.227.864
Líneas y redes de media y baja tensión.	823.076.175	818.412.122
Maquinas y equipos de generación.	28.864.227	29.729.048
Medidores.	27.225.264	27.216.123
Equipamiento de tecnología de la información	4.636.550	5.611.473
Instalaciones fijas y accesorios	51.154.365	51.989.066
Equipos de comunicaciones.	519.924	510.498
Herramientas.	9.734.352	10.051.825
Muebles y útiles.	809.029	903.254
Instalaciones y accesorios diversos.	40.091.060	40.523.489
Vehículos de motor.	1.270.115	1.705.241
Mejoras de bienes arrendados.	1.425.801	1.554.960
Otras propiedades, plantas y equipos.	114.295	118.326
Repuestos	16.329.263	16.403.686
Total	2.048.647.809	2.038.778.931

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

Clases de propiedades, plantas y equipos, bruto	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Construcciones en curso.	159.513.320	147.028.890
Terrenos.	83.335.917	83.239.996
Edificios.	56.464.268	56.637.931
Planta y equipos.	2.360.645.284	2.344.996.919
Subestaciones de poder.	574.969.636	575.847.554
Líneas de transporte energía.	336.047.734	332.263.758
Subestaciones de distribución.	173.259.940	171.297.504
Líneas y redes de media y baja tensión.	1.140.530.194	1.130.355.280
Maquinas y equipos de generación.	75.881.185	75.859.931
Medidores.	59.956.595	59.372.892
Equipamiento de tecnología de la información	28.050.363	28.016.247
Instalaciones fijas y accesorios	89.195.425	89.240.401
Equipos de comunicaciones.	5.668.056	5.659.553
Herramientas.	25.180.168	25.198.577
Muebles y útiles.	8.154.270	8.160.940
Instalaciones y accesorios diversos.	50.192.931	50.221.331
Vehículos de motor.	6.579.248	7.687.443
Mejoras de bienes arrendados.	5.813.516	5.813.516
Otras propiedades, plantas y equipos.	114.295	118.326
Repuestos	17.702.226	17.769.647
Total	2.807.413.862	2.780.549.316

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

Depreciación acumulada y deterioro, propiedades, planta y equipos	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Edificios.	25.403.239	25.273.212
Planta y equipos.	660.838.130	645.234.345
Subestaciones de poder.	141.199.879	136.227.476
Líneas de transporte energía.	73.209.500	70.706.419
Subestaciones de distribución.	49.226.443	48.069.640
Líneas y redes de media y baja tensión.	317.454.019	311.943.158
Maquinas y equipos de generación.	47.016.958	46.130.883
Medidores.	32.731.331	32.156.769
Equipamiento de tecnología de la información	23.413.813	22.404.774
Instalaciones fijas y accesorios	38.041.060	37.251.335
Equipos de comunicaciones.	5.148.132	5.149.055
Herramientas.	15.445.816	15.146.752
Muebles y útiles.	7.345.241	7.257.686
Instalaciones y accesorios diversos.	10.101.871	9.697.842
Vehículos de motor.	5.309.133	5.982.202
Mejoras de bienes arrendados.	4.387.715	4.258.556
Repuestos	1.372.963	1.365.961
Total	758.766.053	741.770.385

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

Movimiento al 31 de marzo de 2021.

Movimiento año 2021		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 2021		147.028.890	83.239.996	31.364.719	1.699.762.574	5.611.473	51.989.066	1.705.241	1.554.960	118.326	16.403.686	2.038.778.931	
Cambios	Adiciones.	30.154.263	95.921		(43.158)	35.343	970					30.243.339	
	Desapropiaciones						(3.919)	(299.135)				(303.054)	
	Retiros.				(901.885)							(901.885)	
	Gasto por depreciación.			(303.690)	(16.577.065)	(1.010.266)	(874.866)	(135.991)	(129.159)		(7.002)	(19.038.039)	
	Incrementos (decrementos) por revaluación y por pérdidas por deterioro del valor (reversiones) reconocido en el patrimonio neto.				(127.450)								(127.450)
	Incremento (decremento) por revaluación reconocido en patrimonio neto.												
	Sub total reconocido en patrimonio neto												
Otros incrementos (decrementos).	(17.669.833)			17.694.138		43.114			(4.031)	(67.421)		(4.033)	
Total cambios	12.484.430	95.921	(303.690)	44.580	(974.923)	(834.701)	(435.126)	(129.159)	(4.031)	(74.423)		9.868.878	
Saldo final al 31 de marzo de 2021		159.513.320	83.335.917	31.061.029	1.699.807.154	4.636.550	51.154.365	1.270.115	1.425.801	114.295	16.329.263	2.048.647.809	

Movimiento al 31 de diciembre de 2020.

Movimiento año 2020		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 2020		125.123.545	84.486.176	34.455.769	1.594.069.110	8.593.794	53.010.077	4.031.709	2.459.073	1.507.054	19.901.844	1.927.638.151
Cambios	Adiciones.	129.424.149			(365.017)	362.946	41.545	(6.273)				129.457.350
	Desapropiaciones		(1.246.180)	(1.390.832)	(17.584)	(698)	(671.138)	(1.460.424)				(4.786.856)
	Retiros.	(2.967.644)			(7.080.969)		(567.481)			(31.263)		(10.647.357)
	Gasto por depreciación.			(1.324.321)	(62.822.144)	(4.041.092)	(3.183.255)	(903.334)	(904.113)		(28.074)	(73.206.333)
	Incrementos (decrementos) por revaluación reconocido en patrimonio neto.				75.542.561							75.542.561
	Incremento (decremento) por revaluación reconocido en patrimonio neto.											
	Sub total reconocido en patrimonio neto											
Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados.			0	0	75.542.561	0	0	0	0	0	0	75.542.561
Otros incrementos (decrementos).	(104.551.160)			(375.897)	101.336.575	696.523	3.359.318	43.563		(1.357.465)	(3.470.084)	(4.318.627)
Total cambios	21.905.345	(1.246.180)	(3.091.050)	105.693.464	(2.982.321)	(1.021.011)	(2.326.468)	(904.113)	(904.113)	(1.388.728)	(3.498.158)	111.140.780
Saldo final al 31 de diciembre de 2020		147.028.890	83.239.996	31.364.719	1.699.762.574	5.611.473	51.989.066	1.705.241	1.554.960	118.326	16.403.686	2.038.778.931

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

Compañía General de Electricidad S.A., ha 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.

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

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

Informaciones adicionales a revelar sobre propiedades, planta y equipos	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Importe en libros de Propiedades, planta y equipo retiradas no mantenidas para la venta.	901.885	10.647.357
Importe de desembolsos sobre cuentas de propiedades, planta y equipos en proceso de construcción.	30.154.263	129.424.149

17.5.- Costo por intereses.

Durante el período terminado al 31 de marzo de 2021 se han capitalizado intereses por M\$ 68.572, a una tasa de interés promedio ponderada de 5,8% sobre los activos calificados para este efecto. Durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2020 se capitalizaron intereses por M\$ 255.212.

17.6.- Información a considerar sobre los activos revaluados.

Los terrenos, construcciones y edificios, así como los equipos, instalaciones y redes destinadas al negocio eléctrico, se reconocen inicialmente a su costo de adquisición, y posteriormente son revalorizados mediante el método de retasación periódica a valor razonable, este método implica revisar anualmente la variación en los valores razonables de los bienes. Las tasaciones de propiedades, planta y equipo son efectuadas toda vez que existan variaciones significativas en las variables que inciden en la determinación de sus valores razonables. Tales revaluaciones frecuentes serán innecesarias para elementos de Propiedades, planta y equipo con variaciones insignificantes en su valor razonable. Para éstos, pueden ser suficientes revaluaciones hechas cada tres o cinco años.

En cuanto a la revaluación de los equipos, instalaciones y redes destinados al negocio de distribución y transmisión eléctrica, se realiza de acuerdo a NIC 16 y los requerimientos de la autoridad regulatoria, siendo revisado este último proceso por auditores independientes. En el caso de la tasación de los terrenos y edificios de la Sociedad, se contratan los servicios de tasadores independientes especializados.

En el caso de los bienes eléctricos que son los sometidos a reevaluación periódica se ha definido considerar como valor de referencia el valor nuevo de reemplazo (VNR) entregado a la Superintendencias de Electricidad y Combustibles (SEC), dado que no existe un mercado activo para los bienes eléctricos y así calcular el valor justo considerando la antigüedad real del bien, sus condiciones actuales de uso, una tasa efectiva de retorno y basados en una vida útil total por clases de bienes como período total de retorno de flujos.

En el caso de los bienes de transmisión eléctrica que son sometidos a revaluación se ha definido considerar como valor de referencia el Valor Nuevo de Mercado, calculando su valor justo

considerando la antigüedad real del bien, sus condiciones actuales de uso, una tasa efectiva de retorno y la vida útil total por clase de bienes como período total de retorno de flujos.

El valor razonable para las instalaciones eléctricas, mencionado en los párrafos anteriores, ha sido incorporado a la fórmula de Marston y Agg , que calcula el valor de un bien a una determinada fecha considerando su antigüedad, las condiciones actuales de uso y el período de retorno de los flujos que genera el bien.

Respecto de las restricciones sobre la distribución del saldo de la reserva de revaluación en régimen bajo NIC 16, el superávit de revaluación incluido en el patrimonio neto será transferido directamente a la cuenta ganancias y (pérdidas) acumuladas, cuando se produzca la baja del bien, o en la medida que este fuera depreciado por CGE y subsidiarias.

La variación por revaluación en los activos durante el año 2021 fue de M\$ (127.450) y al 31 de diciembre de 2020 tuvo un incremento de M\$75.542.561. El saldo neto al 31 de marzo de 2021 luego de su depreciación y retiros por bajas alcanza a M\$ 214.692.441.

Valor de libros según modelo del costo de los bienes revaluados:

Valor de libros de Propiedades, planta y equipo revaluado según el modelo del costo	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Terrenos.	57.173.821	57.077.900
Edificios.	32.661.516	33.023.112
Planta y equipos.	1.509.676.322	1.507.162.514
Total	1.599.511.659	1.597.263.526

El siguiente es el movimiento de la porción del valor de los activos detallados precedentemente atribuibles a su revaluación para el periodo terminado al 31 de marzo de 2021 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2020.

Valor de libros de Propiedades, planta y equipo revaluado según el modelo del costo	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Saldo inicial	217.103.763	148.822.604
Ajustes de revaluación.	(127.450)	75.542.561
Retiros de propiedades, planta y equipos revaluado.	(149.936)	(1.097.884)
Depreciación de la porción del valor de propiedades, planta y equipos revaluado.	(2.133.936)	(6.163.518)
Movimiento del ejercicio	(2.411.322)	68.281.159
Total	214.692.441	217.103.763

Propiedades, planta y equipo, revaluación	31-03-2021			31-12-2020		
	Propiedades, planta y equipo, activos revaluados M\$	Propiedades, planta y equipo, activos revaluados, al costo M\$	Propiedades, planta y equipo, superávit de revaluación M\$	Propiedades, planta y equipo, activos revaluados M\$	Propiedades, planta y equipo, activos revaluados, al costo M\$	Propiedades, planta y equipo, superávit de revaluación M\$
Terrenos.	83.335.917	57.173.821	26.162.096	83.239.996	57.077.900	26.162.096
Edificios.	31.061.029	32.661.516	(1.600.487)	31.364.719	33.023.112	(1.658.393)
Planta y equipos.	1.699.807.154	1.509.676.322	190.130.832	1.699.762.574	1.507.162.514	192.600.060
Total	1.814.204.100	1.599.511.659	214.692.441	1.814.367.289	1.597.263.526	217.103.763

Valor de libros según modelo del costo de los bienes no revaluados:

Valor de libros según modelo del costo de propiedades, planta y equipo no revaluado	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Construcción en curso.	159.513.320	147.028.890
Equipamiento de tecnologías de la información.	4.636.550	5.611.473
Instalaciones fijas y accesorios.	51.154.365	51.989.066
Vehículos de motor.	1.270.115	1.705.241
Mejoras de bienes arrendados.	1.425.801	1.554.960
Otras propiedades, planta y equipos.	114.295	118.326
Repuestos	16.329.263	16.403.686
Total	234.443.709	224.411.642

17.7.- Jerarquías del valor razonable.

Los elementos de propiedades, planta y equipo que han sido contabilizados a valor razonable en el estado de situación financiera al 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020, han sido medidos posterior al reconocimiento inicial en base al modelo de revaluación mediante el método de retasación periódica a valor razonable prevista en la NIC 16. Dichas metodología aplicada para los bienes de propiedades, planta y equipo 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 o valor de reposición técnicamente depreciado, según corresponda.

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 3.12.- Los montos recuperables de las unidades generadoras de efectivo han sido determinados sobre la base de cálculos de sus valores en uso.

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.

Los principales parámetros e indicadores utilizados por Compañía General de Electricidad S.A. para la evaluación del deterioro son:

- Margen operacional, crecimiento de ventas físicas y crecimiento del número de clientes.
- Margen de servicios complementarios que implica el aumento de clientes, ventas de energía con crecimientos asociados al PIB, IPC.
- Gastos de personal, con dotaciones constantes en los períodos de análisis apoyados por las sinergias del negocio, considerando ajustes salariales en línea con el IPC.
- Costo O&M y Administración, los cuales se incrementan según número de clientes, IPC, ventas físicas y variación de propiedades, planta y equipo.

La tasa de descuento nominal después de impuesto aplicada al cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2020 fue de un 6,52%.

Como resultado de estas pruebas Compañía General de Electricidad S.A. determinó que no existen deterioros en el rubro propiedad, planta y equipos, en la plusvalía comprada y demás activos intangibles de vida útil indefinida al 31 de diciembre de 2020. Al 31 de marzo de 2021 no existen indicios de 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 2021 y 2020 se detallan a continuación:

Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor	01-01-2021 31-03-2021					
	Propiedades, planta y equipo	Activos intangibles distintos de la plusvalía	Activos por derechos de uso	Activos financieros	Plusvalía	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo				(5.834.083)		(5.834.083)

Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor	01-01-2020 31-03-2020					
	Propiedades, planta y equipo	Activos intangibles distintos de la plusvalía	Activos por derechos de uso	Activos financieros	Plusvalía	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo				(8.067.373)		(8.067.373)

Las pérdidas y reversión de pérdidas por deterioro de activos financieros al 31 de marzo de 2021 y 2020, corresponden al deterioro de cuentas por cobrar registrado en nota 8.5.

18.2.1.- Pérdidas por deterioro de valor reconocidas o revertidas por segmento.

Pérdidas por deterioro de valor reconocidas o revertidas por segmento	01-01-2021 31-03-2021		
	Eléctrico Chile	Servicios	Total
	M\$	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor	(5.834.083)		(5.834.083)

Pérdidas por deterioro de valor reconocidas o revertidas por segmento	01-01-2020 31-03-2020		
	Eléctrico Chile	Servicios	Total
	M\$	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor	(8.046.597)	(20.776)	(8.067.373)

18.2.2.- Información a revelar sobre las unidades generadoras de efectivo.

Información a revelar sobre las unidades generadoras de efectivo	31-03-2021		31-12-2020	
	Unidades generadoras de efectivo	Total	Unidades generadoras de efectivo	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Plusvalía	222.834.233	222.834.233	222.834.233	222.834.233
Activos intangibles con vidas útiles indefinidas	845.799.018	845.799.018	845.156.987	845.156.987

19.- IMPUESTOS DIFERIDOS.

19.1.- Activos por impuestos diferidos.

Activos por impuestos diferidos	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Relativos a intangibles.	3.185.394	2.656.780
Relativos a ingresos anticipados	9.789.945	8.884.100
Relativos a provisiones.	8.191.132	6.450.929
Relativos a obligaciones por beneficios a los empleados.	8.089.081	9.765.817
Relativos a pérdidas fiscales.	52.748.221	50.183.971
Relativos a cuentas por cobrar.	34.918.937	33.668.561
Relativos a los inventarios.	4.752.900	4.516.490
Relativos a contratos de leasing.	1.925.365	2.152.779
Relativos a otros.	197.328	195.597
Total	123.798.303	118.475.024

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 acelerada y excepcionalmente en el ejercicio 2020 por la pérdida tributaria asociada a la venta de la inversión permanente que se mantenía sobre CGE Argentina S.A. La recuperación de estos créditos está asegurada por el no tener plazo de vencimiento y corresponder a sociedades que han venido obteniendo históricamente beneficios de manera recurrente.

19.2.- Pasivos por impuestos diferidos.

Pasivos por impuestos diferidos	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Relativos a propiedades, planta y equipos.	117.852.091	111.906.582
Relativos a revaluaciones de propiedades, planta y equipos.	57.966.959	58.618.016
Relativos a intangibles.	120.475.734	121.447.284
Relativos a cuentas por cobrar.	1.243.386	1.211.631
Relativos a contratos de leasing.	73.906	455.585
Relativos a otros.	4.944	6.886
Relativos a propiedades de inversión.	246.272	246.272
Total	297.863.292	293.892.256

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 2021 y 31 de diciembre de 2020:

Movimientos en activos por impuestos diferidos	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Saldo inicial	118.475.024	60.656.556
Incremento (decremento) en activos impuestos diferidos.	5.323.279	59.574.674
Desapropiaciones de subsidiarias		(1.756.206)
Cambios en activos por impuestos diferidos, total	5.323.279	57.818.468
Total	123.798.303	118.475.024

El siguiente es el movimiento de los pasivos por impuestos diferidos al 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020:

Movimientos en pasivos por impuestos diferidos	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Saldo inicial	293.892.256	245.264.108
Incremento (decremento) en pasivos impuestos diferidos.	3.971.036	48.465.432
Desapropiaciones de subsidiarias		(55.027)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera, pasivos por impuesto diferido.		217.743
Cambios en pasivos por impuestos diferidos, total	3.971.036	48.628.148
Total	297.863.292	293.892.256

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	31-03-2021			31-12-2020		
	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.	123.798.303	(123.753.243)	45.060	118.475.024	(118.475.024)	0
Pasivos por impuestos diferidos.	(297.863.292)	123.753.243	(174.110.049)	(293.892.256)	118.475.024	(175.417.232)
Total	(174.064.989)	0	(174.064.989)	(175.417.232)	0	(175.417.232)

20.- OTROS PASIVOS FINANCIEROS.

El detalle de este rubro para los cierres al 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020 es el siguiente:

20.1.- Clases de otros pasivos financieros.

Pasivos financieros	Moneda	31-03-2021		31-12-2020	
		Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Préstamos bancarios.	CL \$	242.537.020	495.343.497	179.138.389	623.394.568
Total préstamos bancarios		242.537.020	495.343.497	179.138.389	623.394.568
Obligaciones con el público (bonos)	UF	13.222.284	696.826.256	15.405.409	693.750.988
Pasivos de cobertura (Nota 7.1)	UF	1.831.835		1.842.389	
Pasivos de cobertura		1.831.835	0	1.842.389	0
Total		257.591.139	1.192.169.753	196.386.187	1.317.145.556

CL \$: Pesos chilenos.
AR \$: Pesos argentinos.
UF : Unidad de fomento.

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

Saldos al 31 de marzo de 2021.

País	RUT Empresa Deudora	Sociedad deudora	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes				No Corrientes				Total no corrientes		
									Vencimientos				Total corrientes	Vencimientos					
									Indeterminado	hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses		1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 4 años		más de 4 hasta 5 años	
									M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		M\$	M\$
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al Vencimiento	1,05%	1,01%	Sin Garantía				86.972	86.972	49.979.773					49.979.773
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL\$	Al Vencimiento	5,30%	5,30%	Sin Garantía				15.075.083	15.075.083						0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al Vencimiento	4,98%	4,98%	Sin Garantía			257.300		257.300	20.000.000					20.000.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al Vencimiento	1,76%	1,76%	Sin Garantía		22.613.204			22.613.204						0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL\$	Al Vencimiento	0,62%	0,57%	Sin Garantía			25.053.833		25.053.833						0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL\$	Al Vencimiento	1,00%	0,97%	Sin Garantía			54.967		54.967		14.986.038				14.986.038
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Itaú Corpbanca	CL\$	Al Vencimiento	4,90%	4,90%	Sin Garantía				210.592	210.592	22.425.095					22.425.095
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL\$	Al Vencimiento	0,53%	0,53%	Sin Garantía				30.952.818	30.952.818						0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL\$	Al Vencimiento	5,00%	5,00%	Sin Garantía			195.980		195.980	10.771.424					10.771.424
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL\$	Al Vencimiento	0,93%	0,90%	Sin Garantía				18.125	18.125		24.990.478				24.990.478
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Itaú Corpbanca	CL\$	Al Vencimiento	4,53%	4,53%	Sin Garantía				20.083.050	20.083.050						0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL\$	Al Vencimiento	3,20%	3,20%	Sin Garantía				33.392	33.392			19.763.078			19.763.078
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL\$	Al Vencimiento	0,61%	0,57%	Sin Garantía				25.053.833	25.053.833						0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL\$	Al Vencimiento	1,00%	0,97%	Sin Garantía				36.644	36.644			9.994.136			9.994.136
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Itaú Corpbanca	CL\$	Al Vencimiento	4,90%	4,90%	Sin Garantía				74.628	74.628	8.843.357					8.843.357
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL\$	Al Vencimiento	4,95%	4,95%	Sin Garantía				71.574	71.574	8.008.307					8.008.307
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL\$	Al Vencimiento	4,95%	4,95%	Sin Garantía				75.186	75.186	8.819.438					8.819.438
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Itaú Corpbanca	CL\$	Al Vencimiento	5,03%	4,76%	Sin Garantía				577.199	577.199	44.889.011					44.889.011
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL\$	Al Vencimiento	0,98%	0,81%	Sin Garantía				98.213	98.213		44.839.220				44.839.220
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL\$	Al Vencimiento	0,71%	0,71%	Sin Garantía				9.884	9.884	22.779.676					22.779.676
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL\$	Al Vencimiento	0,52%	0,52%	Sin Garantía			15.030.333		15.030.333						0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL\$	Al Vencimiento	0,61%	0,61%	Sin Garantía			10.018.300		10.018.300						0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL\$	Al Vencimiento	0,72%	0,72%	Sin Garantía				7.630.653	7.630.653						0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Santander	CL\$	Al Vencimiento	0,64%	0,64%	Sin Garantía			44.444		44.444	20.000.000					20.000.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Bice	CL\$	Al Vencimiento	3,90%	3,90%	Sin Garantía				168.073	168.073			17.238.242			17.238.242
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al Vencimiento	1,20%	0,92%	Sin Garantía				55.008	55.008	17.422.570					17.422.570
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	China Construction Bank Agencia en Chile	CL\$	Al Vencimiento	1,02%	0,74%	Sin Garantía			31.604		31.604	12.348.058					12.348.058
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL\$	Al Vencimiento	1,12%	0,71%	Sin Garantía				25.006.410	25.006.410						0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Bice	CL\$	Al Vencimiento	3,50%	3,50%	Sin Garantía				15.167	15.167			12.000.000			12.000.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL\$	Al Vencimiento	3,26%	2,81%	Sin Garantía				23.021.543	23.021.543						0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL\$	Al Vencimiento	5,47%	5,01%	Sin Garantía				15.016.700	15.016.700						0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL\$	Al Vencimiento	1,49%	1,49%	Sin Garantía			186.250		186.250		24.852.798				24.852.798
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL\$	Al Vencimiento	1,49%	1,49%	Sin Garantía			149.000		149.000		20.000.000				20.000.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BTG Pactual Chile	CL\$	Al Vencimiento	3,33%	3,33%	Sin Garantía			231.713		231.713		15.000.000				15.000.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BTG Pactual Chile	CL\$	Al Vencimiento	3,33%	3,33%	Sin Garantía			154.475		154.475		10.000.000				10.000.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL\$	Al Vencimiento	4,79%	4,79%	Sin Garantía				364.573	364.573		20.000.000				20.000.000
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A.	BancoEstado	CL\$	Al Vencimiento	0,66%	0,66%	Sin Garantía				2.173	2.173	1.623.289					1.623.289
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al Vencimiento	1,90%	1,90%	Sin Garantía				2.000	2.000		1.263.609				1.263.609
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al Vencimiento	4,38%	4,38%	Sin Garantía			1.006.730		1.006.730						0
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL\$	Al Vencimiento	0,76%	0,76%	Sin Garantía				2.237.754	2.237.754						0
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al Vencimiento	3,29%	3,29%	Sin Garantía			1.524.675		1.524.675						0
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL\$	Al Vencimiento	0,82%	0,82%	Sin Garantía				6.965	6.965	2.200.000					2.200.000
Chile		Ajuste Valor Justo diferencial tasas		CL\$	Mensual							0	0	2.810.700	2.810.700	2.810.700	1.873.800		10.305.900
Totales									0	25.866.047	77.047.269	139.623.704	242.537.020	252.920.698	163.756.805	76.792.194	1.873.800		495.343.497

Saldos al 31 de diciembre de 2020.

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	
									Indeterminado	hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses	31-12-2020	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 4 años	más de 4 hasta 5 años	31-12-2020	
									M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al Vencimiento	0,97%	0,95%	Sin Garantía		205.833				205.833		49.978.132			49.978.132
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL\$	Al Vencimiento	5,30%	5,30%	Sin Garantía			282.667	15.000.000		15.282.667					0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al Vencimiento	4,98%	4,98%	Sin Garantía				8.300		8.300	20.000.000				20.000.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al vencimiento	1,76%	1,76%	Sin Garantía				22.515.370		22.515.370					0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL\$	Al Vencimiento	5,80%	5,66%	Sin Garantía				25.180.806		25.180.806					0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL\$	Al Vencimiento	5,92%	5,85%	Sin Garantía				112.125		112.125		14.983.015			14.983.015
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Itaú Corpbanca	CL\$	Al Vencimiento	4,90%	4,90%	Sin Garantía		497.485				497.485	22.425.095				22.425.095
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL\$	Al vencimiento	0,55%	0,53%	Sin Garantía			44.198			44.198	30.950.084				30.950.084
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL\$	Al vencimiento	5,00%	5,00%	Sin Garantía				61.337		61.337	10.771.424				10.771.424
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	0,94%	0,90%	Sin Garantía			78.125			78.125	24.989.510				24.989.510
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Itaú Corpbanca	CL\$	Al vencimiento	4,53%	4,53%	Sin Garantía				20.319.617		20.319.617					0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	3,30%	3,20%	Sin Garantía			193.324			193.324	19.771.776				19.771.776
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL\$	Al vencimiento	5,70%	5,66%	Sin Garantía				180.806		180.806	24.989.252				24.989.252
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	5,91%	5,85%	Sin Garantía				74.750		74.750	9.993.756				9.993.756
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Itaú Corpbanca	CL\$	Al vencimiento	4,90%	4,90%	Sin Garantía		187.774				187.774	8.843.357				8.843.357
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Itaú Corpbanca	CL\$	Al vencimiento	4,30%	4,30%	Sin Garantía		9.015.353				9.015.353					0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	4,45%	4,45%	Sin Garantía		13.062.004				13.062.004					0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL\$	Al vencimiento	4,15%	4,15%	Sin Garantía			4.059.022			4.059.022					0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL\$	Al vencimiento	4,95%	4,95%	Sin Garantía		175.082				175.082	8.008.307				8.008.307
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL\$	Al vencimiento	4,95%	4,95%	Sin Garantía		189.177				189.177	8.819.438				8.819.438
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Itaú Corpbanca	CL\$	Al vencimiento	4,78%	4,76%	Sin Garantía				41.650		41.650	44.866.764				44.866.764
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	0,84%	0,82%	Sin Garantía				7.175		7.175	44.821.421				44.821.421
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	0,67%	0,67%	Sin Garantía			47.907			47.907	22.779.676				22.779.676
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL\$	Al vencimiento	0,54%	0,52%	Sin Garantía				15.010.833		15.010.833					0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL\$	Al vencimiento	0,62%	0,61%	Sin Garantía				10.003.050		10.003.050					0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	0,69%	0,65%	Sin Garantía											0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Santander	CL\$	Al vencimiento	0,64%	0,64%	Sin Garantía		22.015				22.015	7.620.594				7.620.594
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Bice	CL\$	Al vencimiento	3,90%	3,90%	Sin Garantía				12.444		12.444	20.000.000				20.000.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al vencimiento	1,09%	0,92%	Sin Garantía				14.758		14.758	17.238.242				17.238.242
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	China Construction Bank Agencia	CL\$	Al vencimiento	0,90%	0,74%	Sin Garantía		343.616				343.616	17.410.975				17.410.975
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	0,63%	0,60%	Sin Garantía				8.479		8.479	12.436.411				12.436.411
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Bice	CL\$	Al vencimiento	3,50%	3,50%	Sin Garantía				43.333		43.333	24.879.019				24.879.019
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL\$	Al vencimiento	3,01%	2,70%	Sin Garantía				120.167		120.167	12.000.000				12.000.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL\$	Al vencimiento	3,01%	2,70%	Sin Garantía				177.675		177.675	22.823.639				22.823.639
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL\$	Al vencimiento	3,60%	3,40%	Sin Garantía				20.194.557		20.194.557					0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL\$	Al vencimiento	3,60%	3,40%	Sin Garantía				17.165.372		17.165.372					0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL\$	Al vencimiento	5,03%	5,01%	Sin Garantía				206.663		206.663	14.929.139				14.929.139
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	1,49%	1,49%	Sin Garantía				93.125		93.125	25.000.000				25.000.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	1,49%	1,49%	Sin Garantía				74.500		74.500	20.000.000				20.000.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BTG Pactual Chile	CL\$	Al vencimiento	3,33%	3,33%	Sin Garantía				106.838		106.838	15.000.000				15.000.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BTG Pactual Chile	CL\$	Al vencimiento	3,33%	3,33%	Sin Garantía				71.225		71.225	10.000.000				10.000.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL\$	Al vencimiento	4,79%	4,79%	Sin Garantía				125.072		125.072	20.000.000				20.000.000
Chile	88.221.200-9	Edelmag SA	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	0,57%	0,57%	Sin Garantía			4.292			4.292		1.623.288			1.623.288
Chile	88.221.200-9	Edelmag SA	Banco de Chile	CL\$	Al vencimiento	4,26%	4,26%	Sin Garantía			1.281.553			1.281.553					0
Chile	88.221.200-9	Edelmag SA	Banco de Chile	CL\$	Al vencimiento	4,38%	4,38%	Sin Garantía			995.944			995.944					0
Chile	88.221.200-9	Edelmag SA	Banco Crédito e Inversiones	CL\$	Al vencimiento	0,73%	0,73%	Sin Garantía			8.198			8.198	2.233.678				2.233.678
Chile	88.221.200-9	Edelmag SA	Banco de Chile	CL\$	Al vencimiento	3,29%	3,29%	Sin Garantía			1.512.338			1.512.338					0
Chile	88.221.200-9	Edelmag SA	Banco de Chile	CL\$	Al vencimiento	0,82%	0,82%	Sin Garantía				2.455		2.455	2.200.000				2.200.000
Chile	88.221.200-9	Edelmag SA	Ajuste Valor Justo diferencial tasas	CL\$	Mensual							0		0	2.810.700	2.810.700	2.810.700	2.576.476	11.008.576
Totales									343.616	23.367.213	46.570.470	108.857.090	179.138.389	548.612.257	54.412.120	17.793.715	2.576.476	623.394.568	

20.3.- Obligaciones con el público. (Bonos)

Saldos al 31 de marzo de 2021.

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	31-03-2021	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 4 años	más de 4 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	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		1.006.036	1.006.036		26.952.770	26.952.770	26.952.770	80.009.148		160.867.458
542	BCGEI-J	500.000	UF	4,75%	5,10%	12-01-2029	Chile	Semestral	Al Vencimiento		148.677	148.677					14.517.998		14.517.998
541	BCGEI-K	2.000.000	UF	4,00%	4,05%	02-12-2031	Chile	Semestral	Al Vencimiento	767.649		767.649						58.507.625	58.507.625
610	BCGET-D	3.500.000	UF	4,30%	4,20%	10-09-2030	Chile	Semestral	A partir del 03-2020		9.590.753	9.590.753	8.833.103	8.833.103	8.833.103	8.833.103	44.355.745		79.688.157
765	BCGED-E	4.000.000	UF	3,85%	3,89%	30-09-2034	Chile	Semestral	A partir del 03-2032		24.370	24.370						117.006.539	117.006.539
916	BCGEI-M	2.000.000	UF	1,95%	2,21%	01-12-2025	Chile	Semestral	A partir del 06-2023	379.245		379.245		19.609.526	19.609.526	19.115.181			58.334.233
917	BCGEI-N	3.000.000	UF	2,85%	2,90%	01-12-2041	Chile	Semestral	A partir del 06-2035	829.587		829.587						87.675.585	87.675.585
916	BCGEI-P	2.000.000	UF	1,20%	1,02%	20-06-2025	Chile	Semestral	Al Vencimiento	197.095		197.095				59.247.135			59.247.135
917	BCGEI-Q	2.000.000	UF	1,70%	1,29%	20-06-2030	Chile	Semestral	Al Vencimiento	278.872		278.872					60.981.526		60.981.526
Totales										2.452.448	10.769.836	13.222.284	8.833.103	55.395.399	55.395.399	114.148.189	199.864.417	263.189.749	696.826.256

Saldos al 31 de diciembre de 2020.

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	31-12-2020	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 4 años	más de 4 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	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	2.856.237		2.856.237			26.647.802	26.647.802	105.751.656		159.047.260
542	BCGEI-J	500.000	UF	4,75%	5,10%	12-01-2029	Chile	Semestral	Al Vencimiento	318.946		318.946					14.350.016		14.350.016
541	BCGEI-K	2.000.000	UF	4,00%	4,05%	02-12-2031	Chile	Semestral	Al Vencimiento	189.794		189.794						57.852.139	57.852.139
610	BCGET-D	3.500.000	UF	4,30%	4,20%	10-09-2030	Chile	Semestral	A partir del 03-2020	5.914.721	4.624.799	10.539.520	9.249.598	9.249.598	9.249.598	9.249.598	46.447.187		83.445.579
765	BCGED-E	4.000.000	UF	3,85%	3,89%	30-09-2034	Chile	Semestral	A partir del 03-2032	1.139.251		1.139.251						115.697.081	115.697.081
916	BCGEI-M	2.000.000	UF	1,95%	2,21%	01-12-2025	Chile	Semestral	A partir del 06-2023		96.090	96.090		19.380.201	19.380.201	18.891.637			57.652.039
917	BCGEI-N	3.000.000	UF	2,85%	2,90%	01-12-2041	Chile	Semestral	A partir del 06-2035		210.193	210.193						86.694.963	86.694.963
916	BCGEI-P	2.000.000	UF	1,20%	1,02%	20-06-2025	Chile	Semestral	Al Vencimiento		22.932	22.932				58.624.356			58.624.356
917	BCGEI-Q	2.000.000	UF	1,70%	1,29%	20-06-2030	Chile	Semestral	Al Vencimiento		32.446	32.446					60.387.555		60.387.555
Totales										10.229.155	5.176.254	15.405.409	9.249.598	28.629.799	55.277.601	113.413.393	226.936.414	260.244.183	693.750.988

Con fechas 31 de julio de 2020 y 3 de septiembre de 2020, Compañía General de Electricidad S.A. colocaron los siguientes bonos:

- Bono Serie P por un monto de 2.000.000 unidades de fomento, a 5 años plazo, con una tasa de interés de emisión de 1,20% anual con cargo a la Línea de Bonos Desmaterializada al portador registrada bajo el N°916 del Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero, con fecha 14 de noviembre de 2018.
- Bono Serie Q por un monto de 2.000.000 unidades de fomento, a 10 años plazo, con una tasa de interés de emisión de 1,70% anual con cargo a la Línea de Bonos Desmaterializados al portador registrada bajo el N°917 del Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero, con fecha 14 de noviembre de 2018.

La colocación de los bonos series P y Q se efectuó a tasas de 1,00% y 1,25% anual, respectivamente, con lo cual se recaudó el equivalente al 100,1% y 100,4% de su valor par respectivamente, recaudando en total M\$117.882.217. El destino de los fondos provenientes de las colocaciones es refinanciar pasivos financieros de corto plazo.

Con fecha 27 de enero de 2021, los tenedores de bonos de las Series I y J, emitidos con cargo a la Línea de Bonos inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el N°542 y los tenedores de bonos de la Serie K, emitidos con cargo a la Línea de Bonos inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el N°541, acordaron en las Juntas de Tenedores de Bonos celebradas al efecto, renunciar a la solidaridad a la que se encontraba obligada la sociedad CGE Gas Natural S.A., de conformidad con los Contratos de Emisión de Bonos, singularizados en el párrafo siguiente. En razón de lo expresado, Compañía General de Electricidad S.A. quedó como única obligada al pago de los referidos bonos.

El origen de la mencionada solidaridad consta en los Contratos de Emisión de Bonos, suscritos por escrituras públicas de fecha 5 de junio de 2008, otorgados en la notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo, repertorio N°7.117-08 tratándose de los bonos series I y J y repertorio N°7.116-08 tratándose de los bonos serie K. En ellos se contienen los efectos de una división societaria, conforme los cuales CGE Gas Natural S.A. (creada a partir de la división de Compañía General de Electricidad S.A. aprobada en Junta Extraordinaria de accionistas celebrada con fecha 14 de octubre de 2016), asumió solidariamente todas las obligaciones que emanaban para Compañía General de Electricidad S.A. en los referidos contratos. Copulativamente con la renuncia a solidaridad se acordó modificar la cláusula Octava de los contratos de emisión de dichas series, sobre “Obligaciones, Limitaciones y Prohibiciones”, número Nueve, sobre “Razón de Endeudamiento Financiero”, del Contrato de Emisión, disminuyendo el guarismo desde 1,5 veces a 1,25 veces.

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

El detalle de este rubro al 31 marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Proveedores de energía y otros eléctricos. (*)	137.420.314	136.812.261	341.399.800	334.900.793
Retenciones.	15.197.139	13.543.295		
Dividendos por pagar.	2.582.306	2.152.920		
Pasivos acumulados (o devengados). (**)	5.576.725	7.180.141		
Proveedores no energéticos.	29.191.084	42.347.200		
Proveedores de importación.	630.986	211.065		
Acreedores varios.	8.976.295	7.504.708		
Otros.	157.708	135.135	200.053	200.053
Total	199.732.557	209.886.725	341.599.853	335.100.846

(*) Ver Nota N° 4.5.

Los principales proveedores del ítem Proveedores de energía de la sociedad y subsidiarias son Consorcio Transelec S.A., Engie Energía Chile S.A., Transmisora Eléctrica del Norte S.A., Enel Generación Chile S.A., Colbún S.A., y AES Gener 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 Tecnet S.A., Servicios Logísticos S.A., Bureau Veritas Chile S.A., Entel S.A. y Rhona S.A.

21.1.- Pasivos acumulados (o devengados).

(**) Pasivos acumulados (o devengados).	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Vacaciones del personal.	4.940.095	5.615.644		
Bonificaciones de feriados	140.252	247.676		
Participación sobre resultados.	399.541	1.302.387		
Aguinaldos.	96.837	14.434		
Total	5.576.725	7.180.141	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	Servicios	Otros	Total
	31-03-2021 M\$	31-03-2021 M\$	31-03-2021 M\$	31-03-2021 M\$
Hasta 30 días	987.831	166.253.450	24.454.422	191.695.703
Entre 31 y 60 días	2.284	4.069	2.324.081	2.330.434
Entre 61 y 90 días	3	825	2.588	3.416
Entre 91 y 120 días		53		53
Entre 121 y 365 días	829	1.739	5.697.754	5.700.322
Más de 365 días			341.599.853	341.599.853
Total	990.947	166.260.136	374.078.698	541.329.781

Cuentas comerciales con plazos vencidos Cuentas comerciales vencidas según plazo	Bienes	Servicios	Otros	Total
	31-03-2021 M\$	31-03-2021 M\$	31-03-2021 M\$	31-03-2021 M\$
Hasta 30 días			2.629	2.629
Entre 31 y 60 días				0
Entre 61 y 90 días				0
Entre 91 y 120 días				0
Entre 121 y 365 días				0
Más de 365 días				0
Total	0	0	2.629	2.629

Cuentas comerciales con pagos al día (por vencer) Cuentas comerciales al día según plazo	Bienes	Servicios	Otros	Total
	31-12-2020 M\$	31-12-2020 M\$	31-12-2020 M\$	31-12-2020 M\$
Hasta 30 días	490.668	178.478.998	22.781.782	201.751.448
Entre 31 y 60 días	9.484	13.086	7.697.130	7.719.700
Entre 61 y 90 días	1.039	1.794	51.486	54.319
Entre 91 y 120 días	882	59	171	1.112
Entre 121 y 365 días		1.602	356.568	358.170
Más de 365 días			335.100.846	335.100.846
Total	502.073	178.495.539	365.987.983	544.985.595

Cuentas comerciales con plazos vencidos Cuentas comerciales vencidas según plazo	Bienes	Servicios	Otros	Total
	31-12-2020 M\$	31-12-2020 M\$	31-12-2020 M\$	31-12-2020 M\$
Hasta 30 días			1.976	1.976
Entre 31 y 60 días				0
Entre 61 y 90 días				0
Entre 91 y 120 días				0
Entre 121 y 365 días				0
Más de 365 días				0
Total	0	0	1.976	1.976

22.- OTRAS PROVISIONES.

El detalle de este rubro al 31 marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020 es el siguiente:

22.1.- Provisiones – saldos.

Clase de provisiones	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Provisión de reclamaciones legales.	16.840.207	16.521.050		
Participación en utilidades y bonos.	2.140.980	5.121.068		
Otras provisiones.	7.628.243	7.757.979		
Total	26.609.430	29.400.097	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 2021.

Conceptos	Movimiento de provisiones			
	Por reclamaciones legales	Por part. en utilidades y bonos	Otras provisiones	Total al
	M\$	M\$	M\$	31-03-2021 M\$
Saldo al 1 de enero de 2021	16.521.050	5.121.068	7.757.979	29.400.097
Provisiones adicionales.	2.673.406	885.118		3.558.524
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	39.271	37.948	(129.736)	(52.517)
Provisión utilizada.	(1.484.491)	(3.903.154)		(5.387.645)
Reversión de provisión no utilizada.	(991.761)			(991.761)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	82.732			82.732
Total cambio en provisiones	319.157	(2.980.088)	(129.736)	(2.790.667)
Saldo al 31 de marzo de 2021	16.840.207	2.140.980	7.628.243	26.609.430

Saldos al 31 de diciembre de 2020.

Conceptos	Movimiento de provisiones			
	Por reclamaciones legales	Por part. en utilidades y bonos	Otras provisiones	Total al
	M\$	M\$	M\$	31-12-2020 M\$
Saldo al 1 de enero de 2020	7.189.245	4.007.984	8.639.201	19.836.430
Provisiones adicionales.	18.732.008	8.364.251		27.096.259
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	(2.870.144)	280.788	(881.206)	(3.470.562)
Desapropiaciones mediante enajenación de negocios.	(1.798.752)			(1.798.752)
Provisión utilizada.	(4.581.447)	(7.531.955)		(12.113.402)
Reversión de provisión no utilizada.	(115.048)			(115.048)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	(34.812)			(34.812)
Otro incremento (decremento).			(16)	(16)
Total cambio en provisiones	9.331.805	1.113.084	(881.222)	9.563.667
Saldo al 31 de diciembre de 2020	16.521.050	5.121.068	7.757.979	29.400.097

23.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

El detalle de este rubro al 31 marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020 es el siguiente:

23.1.- Detalle del rubro.

Provisión por beneficios a los empleados	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Provisión indemnización años de servicio.			12.706.028	13.263.669
Provisión premio de antigüedad.			638.509	666.787
Provisión beneficios post-jubilatorios.			14.428.025	16.451.912
Total	0	0	27.772.562	30.382.368

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	
	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Valor presente obligación, saldo inicial	13.263.669	14.397.528	666.787	648.821	16.451.912	17.667.408
Costo del servicio corriente obligación plan de beneficios definidos.	190.610	793.993	12.303	50.961	18.874	77.365
Costo por intereses por obligación de plan de beneficios definidos.	99.445	457.192	5.124	22.810	120.724	567.335
Ganancias pérdidas actuariales obligación planes de beneficios definidos.	(549.387)	(296.227)	(45.705)	(47.303)	(1.873.599)	125.073
Desapropiaciones de subsidiarias.		(354.394)				(835.041)
Liquidaciones obligación plan de beneficios definidos.	(298.309)	(1.734.423)		(8.502)	(289.886)	(1.150.228)
Total cambios en provisiones	(557.641)	(1.133.859)	(28.278)	17.966	(2.023.887)	(1.215.496)
Total	12.706.028	13.263.669	638.509	666.787	14.428.025	16.451.912

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	
	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Obligación presente sin fondos de plan de beneficios definidos.	12.706.028	13.263.669	638.509	666.787	14.428.025	16.451.912
Total	12.706.028	13.263.669	638.509	666.787	14.428.025	16.451.912

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
	01-01-2021 31-03-2021 M\$	01-01-2020 31-03-2020 M\$	01-01-2021 31-03-2021 M\$	01-01-2020 31-03-2020 M\$	01-01-2021 31-03-2021 M\$	01-01-2020 31-03-2020 M\$	
Costo del servicio corriente plan de beneficios definidos.	190.610	200.246	12.303	13.031	18.874	34.675	Costo de ventas - gastos de administración.
Costo por intereses plan de beneficios definidos.	99.445	151.176	5.124	5.488	120.724	324.124	Costos Financieros.
Total	290.055	351.422	17.427	18.519	139.598	358.799	

23.5.- Hipótesis actuariales.

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

Detalle	
Tasa de descuento real utilizada.	1,05%
Aumento futuros de salarios.	2,80%
Tabla de mortalidad.	RV-2014
Tabla de invalidez.	-
Tasa de rotación anual.	0,94%

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 2021, 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 2021, 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	2.933.164	(2.471.169)

24.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro al 31 marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020 es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Ingresos diferidos. (*)	20.743.237	16.337.659		
Aportes reembolsables.	646.229	647.215		
Garantías recibidas en efectivo.	2.385.507	2.260.881		
Total	23.774.973	19.245.755	0	0

24.1.- Ingresos diferidos.

El detalle de este rubro al 31 marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020 es el siguiente:

(*) Detalle de los ingresos diferidos	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Ingresos diferidos por obras de terceros.	20.743.237	16.337.659		
Total	20.743.237	16.337.659	0	0

El movimiento de este rubro al 31 marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020 es el siguiente:

Movimiento del período ingresos diferidos	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Saldo inicial ingresos diferidos	16.337.659	17.312.466
Adiciones.	11.047.635	26.782.813
Imputación a resultados.	(6.642.057)	(27.757.620)
Total	20.743.237	16.337.659

25.- PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS.

25.1.- Obligaciones por arrendamientos.

El detalle de las obligaciones por arrendamiento y sus plazos de vencimiento al 31 marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020 es el siguiente:

Pagos mínimos a pagar por arrendamiento, obligaciones por arrendamientos	31-03-2021			31-12-2020		
	Bruto	Interés	Valor presente	Bruto	Interés	Valor presente
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Hasta 90 días	1.145.909	(90.191)	1.055.718	1.126.324	(100.177)	1.026.147
Más de 90 días hasta 1 año	2.574.327	(201.874)	2.372.453	2.913.645	(230.073)	2.683.572
Más de 1 año hasta 2 años	1.968.444	(151.363)	1.817.081	2.457.672	(175.859)	2.281.813
Más de 2 años hasta 3 años	747.478	(93.667)	653.811	737.608	(100.630)	636.978
Más de 3 años hasta 4 años	653.869	(57.505)	596.364	645.887	(64.937)	580.950
Más de 4 años hasta 5 años	564.791	(23.774)	541.017	567.098	(31.481)	535.617
Más de 5 años.	95.282	(750)	94.532	231.723	(3.546)	228.177
Total	7.750.100	(619.124)	7.130.976	8.679.957	(706.703)	7.973.254

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 marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020 son las siguientes:

Bienes sujeto a arrendamiento	Tasas de interés
Terreno bajo arrendamientos.	5,49%
Edificio en arrendamiento.	5,19%
Vehículos de motor, bajo arrendamiento.	6,29%
Equipamiento de tecnologías de la información bajo arrendamientos.	6,29%

25.2.- Activos por derecho de uso.

El detalle de los bienes arrendados 31 marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020 es el siguiente:

Propiedades, planta y equipos en arrendamiento, neto	31-03-2021			31-12-2020		
	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.	51.473	(10.452)	41.021	18.334	(6.786)	11.548
Edificio en arrendamiento.	7.571.090	(4.256.379)	3.314.711	7.503.310	(3.613.669)	3.889.641
Equipamiento de tecnologías de la información bajo arrendamientos.	314.544	(275.226)	39.318	314.544	(216.249)	98.295
Vehículos de motor, bajo arrendamiento.	4.261.397	(1.197.923)	3.063.474	4.241.927	(838.786)	3.403.141
Total	12.198.504	(5.739.980)	6.458.524	12.078.115	(4.675.490)	7.402.625

Los activos se deprecian en el plazo remanente de los contratos. La depreciación acumulada al 31 de marzo de 2021 alcanzó a M\$5.739.980 (M\$4.675.490 al 31 de diciembre de 2020).

A continuación, se presentan los movimientos por clase de activos originados en el período terminado al 31 marzo de 2021 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2020:

Movimiento año 2021	Terrenos	Edificios	Equipamiento de tecnologías de la información	Vehículos	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2021	11.548	3.889.641	98.295	3.403.141	7.402.625
Adiciones.	33.139	67.780		19.470	120.389
Gasto por depreciación.	(3.666)	(642.710)	(58.977)	(359.137)	(1.064.490)
Saldo final al 31 de marzo de 2021	41.021	3.314.711	39.318	3.063.474	6.458.524

Movimiento año 2020	Terrenos M\$	Edificios M\$	Equipamiento de tecnologías de la información M\$	Vehículos M\$	Total M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2020	2.688	5.461.176		1.595.371	7.059.235
Adiciones.	13.938	762.682	314.544	3.864.517	4.955.681
Retiros.		(229.266)		(699.780)	(929.046)
Gasto por depreciación.	(5.078)	(2.104.951)	(216.249)	(1.356.967)	(3.683.245)
Saldo final al 31 de diciembre de 2020	11.548	3.889.641	98.295	3.403.141	7.402.625

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 marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020 asciende a M\$ 1.538.604.559.

26.3.- Número de acciones suscritas y pagadas.

Al 31 marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020 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 15 de abril de 2020, se aprobó el pago del dividendo definitivo N° 9 de \$ 10,00 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2019, el cual se pagó con fecha 29 de abril de 2020, por un total de M\$ 20.198.969.

En Sesión de Directorio de la Sociedad, celebrada el 8 de Enero de 2021, se aprobó el pago de un dividendo eventual N° 10 de \$ 7,64593482 por acción con cargo a las utilidades acumuladas, el cual se pagó con fecha 29 de enero de 2021, por un total de M\$ 15.444.000.

26.5.- Reservas.

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

26.5.1.- Superávit de revaluación.

Corresponde a la revaluación del rubro propiedades, planta y equipo, la cual se presenta neta de su respectivo impuesto diferido y depreciación, esta última es reciclada a las ganancias (pérdidas) acumuladas.

El incremento por la revaluación efectuada en diciembre de 2020 en el patrimonio, neto de impuestos diferidos fue de M\$ 52.985.134, por el equivalente a un 2,8% del patrimonio total de Compañía General de Electricidad S.A. El saldo acumulado de esta reserva al cierre de los estados financieros al 31 de marzo de 2021 asciende a M\$ 152.884.874, luego de ser aplicado el respectivo reciclaje, equivalente a la depreciación del período neta de impuestos diferidos por valor de M\$ 4.210.165.

26.5.2.- Reservas de conversión.

Este concepto refleja los resultados acumulados, por fluctuaciones de cambio, al convertir los estados financieros de subsidiarias cuya moneda funcional es distinta a la de presentación de Compañía General de Electricidad S.A. (pesos chilenos).

26.5.3.- 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.

26.5.4.- 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 (r) se han reconocido en otros resultados integrales, producto de lo anterior el saldo de estas reservas al 31 de marzo de 2021 ascienden a M\$ (1.683.853). (M\$(3.487.573) al 31 de diciembre de 2020), ambos netos de impuestos diferidos.

26.5.5.- 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 2021 y 31 de diciembre de 2020.

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
			31-03-2021	31-12-2020	31-03-2021		31-12-2020	
			%	%	M\$	M\$	M\$	M\$
79.882.520-8	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	44,83508%	44,83508%	44.239.285	615.765	43.625.411	2.837.184
78.512.190-2	Energy Sur S.A.	Chile	45,00000%	45,00000%	609.154	8.156	600.998	(43.045)
79.882.520-8	TV Red S.A.	Chile	10,00000%	10,00000%	185.187	(4.251)	189.438	(56.353)
99.548.240-1	CGE Magallanes S.A.	Chile	0,10518%	0,10518%	36.352	805	35.556	3.655
99.548.260-6	CGE Argentina S.A.	Chile	0,00000%	0,00836%				622
0-E	Energía San Juan S.A.	Argentina	0,00000%	0,00001%				14
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	0,93000%	0,93000%	102.235	(829)	102.738	(1.378)
Total					45.172.213	619.646	44.554.141	2.740.699

26.7.- Transacciones con participaciones no controladoras.

Al 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020 no hay transacciones con participaciones no controladoras.

Estas transacciones, de existir, se contabilizan de acuerdo con lo descrito en Nota 3.3.2, imputando la diferencia entre el monto pagado y el valor libros de la inversión adquirida a otras reservas del patrimonio neto, en el rubro “otros incrementos (decrementos) en patrimonio neto”.

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

Movimientos al 31 de marzo de 2021.

Movimientos de otros resultados integrales al 31-03-2021	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			6.490.236			619.646			7.109.882
Reservas de cobertura de flujo de efectivo									
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujo de efectivo.	1.086.586	(293.378)	793.208			0	1.086.586	(293.378)	793.208
Total movimientos del período o ejercicio	1.086.586	(293.378)	793.208	0	0	0	1.086.586	(293.378)	793.208
Reservas por revaluación									
Otro resultado integral, ganancia (pérdida) por revaluación.	(127.450)	34.411	(93.039)			0	(127.450)	34.411	(93.039)
Total movimientos del período o ejercicio	(127.450)	34.411	(93.039)	0	0	0	(127.450)	34.411	(93.039)
Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios definidos									
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	2.470.849	(667.129)	1.803.720	(2.158)	582	(1.576)	2.468.691	(666.547)	1.802.144
Total movimientos del período o ejercicio	2.470.849	(667.129)	1.803.720	(2.158)	582	(1.576)	2.468.691	(666.547)	1.802.144
Total resultado integral			8.994.125			618.070			9.612.195

Movimientos al 31 de marzo de 2020.

Movimientos de otros resultados integrales al 31-03-2020	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			8.607.192			688.320			9.295.512
Reservas de cobertura de flujo de caja									
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujo de efectivo.	(4.441.614)	1.199.236	(3.242.378)			0	(4.441.614)	1.199.236	(3.242.378)
Total movimientos del período o ejercicio	(4.441.614)	1.199.236	(3.242.378)	0	0	0	(4.441.614)	1.199.236	(3.242.378)
Reservas de conversión									
Ganancias (pérdidas) por diferencias de conversión.	2.478.051		2.478.051	(37.676)		(37.676)	2.440.375	0	2.440.375
Total movimientos del período o ejercicio	2.478.051	0	2.478.051	(37.676)	0	(37.676)	2.440.375	0	2.440.375
Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios definidos									
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	1.733.214	(467.968)	1.265.246	66.914	(18.066)	48.848	1.800.128	(486.034)	1.314.094
Total movimientos del período o ejercicio	1.733.214	(467.968)	1.265.246	66.914	(18.066)	48.848	1.800.128	(486.034)	1.314.094
Total resultado integral			9.108.111			699.492			9.807.603

27.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.

27.1.- Ingresos ordinarios.

Ingresos de actividades ordinarias	01-01-2021 31-03-2021	01-01-2020 31-03-2020
	M\$	M\$
Ventas	380.869.366	425.832.229
Venta de energía, peajes y transmisión.	378.426.768	423.707.904
Venta de mercaderías, materiales y equipos.	2.442.598	2.124.325
Prestaciones de servicios	14.791.258	17.412.645
Servicios y recargos regulados.	3.797.171	4.249.463
Arriendo de equipos de medida.	1.195.480	1.068.937
Servicios de mantenimiento de equipos a clientes.	177.712	371.111
Apoyos en postación.	570.074	478.272
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas.	6.034.981	8.243.575
Servicios de televisión por cable	1.115.762	1.167.750
Otras prestaciones	1.900.078	1.833.537
Total	395.660.624	443.244.874

El Grupo CGE no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios en los períodos terminados al 31 de marzo de 2021 y 2020.

27.2.- Otros ingresos, por función.

Otros ingresos por función	01-01-2021 31-03-2021	01-01-2020 31-03-2020
	M\$	M\$
Arriendo de oficinas a terceros.	261.552	460.379
Otros ingresos de operación.	648.878	156.919
Total	910.430	617.298

En el ítem otros ingresos de operación se registran arriendos de propiedades a empresas relacionadas fuera del perímetro de CGE, ingresos por servicios 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 períodos terminados al 31 de marzo de 2021 y 2020 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	01-01-2021 31-03-2021	01-01-2020 31-03-2020
	M\$	M\$
Costo de venta.	342.768.275	381.180.000
Costo de administración.	25.801.303	27.089.724
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.	5.834.083	8.067.373
Total	374.403.661	416.337.097

28.1.- Gastos por naturaleza.

Apertura de gastos por naturaleza	01-01-2021 31-03-2021	01-01-2020 31-03-2020
	M\$	M\$
Compra de energía.	290.931.054	326.569.720
Compra de gas.	3.200.664	3.011.938
Gastos de personal.	11.714.829	13.833.738
Gastos de operación y mantenimiento.	22.728.811	22.455.433
Gastos de administración.	16.848.382	20.053.552
Provisión de incobrables	5.834.083	8.067.373
Depreciación.	20.102.529	18.880.737
Amortización.	1.807.349	2.066.719
Otros gastos varios de operación.	1.235.960	1.397.887
Total	374.403.661	416.337.097

28.2.- Gastos de personal.

Gastos de personal	01-01-2021 31-03-2021	01-01-2020 31-03-2020
	M\$	M\$
Sueldos y salarios.	9.667.698	9.872.997
Beneficios a corto plazo a los empleados.	1.032.964	919.441
Beneficios por terminación.	991.999	3.017.998
Otros gastos de personal.	22.168	23.302
Total	11.714.829	13.833.738

28.3.- Depreciación y amortización.

Detalle	01-01-2021 31-03-2021	01-01-2020 31-03-2020
	M\$	M\$
Depreciación y retiros		
Costo de ventas.	19.319.415	18.280.886
Gasto de administración.	783.114	599.851
Otras ganancias (pérdidas).	901.885	220.289
Total depreciación	21.004.414	19.101.026
Amortización		
Costo de ventas.	614	614
Gasto de administración.	1.806.735	2.066.105
Total amortización	1.807.349	2.066.719
Total	22.811.763	21.167.745

28.4.- Otras ganancias (pérdidas).

Detalle	01-01-2021	01-01-2020
	31-03-2021	31-03-2020
	M\$	M\$
Castigo o deterioro de propiedades, planta y equipos.	(901.885)	(220.289)
Venta de chatarra.	110.572	18.362
Venta de propiedades, planta y equipo.	(56.396)	104.959
Juicios o arbitrajes.	(2.754.243)	(2.692.951)
Remuneraciones del directorio y comité de directores.	(56.300)	(58.229)
Indemnizaciones percibidas		197.384
Otras (pérdidas) ganancias.	(643.005)	319.302
Aportes de terceros para financiar obras propias	2.270.328	1.696.053
Total	(2.030.929)	(635.409)

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 períodos terminados al 31 de marzo de 2021 y 2020 se detallan a continuación.

Resultado financiero	01-01-2021	01-01-2020
	31-03-2021	31-03-2020
	M\$	M\$
Ingresos financieros		
Intereses comerciales.	119.459	326.130
Ingresos por otros activos financieros.	3.740.702	4.277.898
Otros ingresos financieros.	175.282	240.203
Total ingresos financieros	4.035.443	4.844.231
Costos financieros		
Gastos por préstamos bancarios.	(3.493.282)	(6.066.713)
Gastos por obligaciones con el público (bonos).	(5.980.064)	(5.672.174)
Gastos financieros activados.	68.572	
Gastos por arrendamientos financieros.	(101.158)	(102.808)
Gastos por valoración derivados financieros.	(6.069.765)	(6.292.275)
Otros gastos.	(395.937)	(296.303)
Total costos financieros	(15.971.634)	(18.430.273)
Total ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera. (Nota 29.1)	405.105	(1.732.491)
Total resultados por unidades de reajuste (Nota 29.2)	(3.008.464)	(1.792.036)
Total	(14.539.550)	(17.110.569)

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

Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera.	01-01-2021 31-03-2021	01-01-2020 31-03-2020
	M\$	M\$
Diferencias de cambio por activos		
Efectivo y equivalentes al efectivo.	(34.180)	(39.787)
Otros activos financieros.		29
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	(7.699.522)	24.455.192
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	108.940	11.279
Total diferencias de cambio por activos	(7.624.762)	24.426.713
Diferencias de cambio por pasivos		
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	8.108.440	(25.610.594)
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	4.159	3.937
Otras provisiones.	(82.732)	(552.547)
Total diferencias de cambio por pasivos	8.029.867	(26.159.204)
Total diferencia de cambios neta	405.105	(1.732.491)

Los efectos en resultados de los períodos terminados al 31 de marzo de 2021 y 2020 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 4.5.

29.2.- Composición unidades de reajuste.

Resultado por unidades de reajuste	01-01-2021 31-03-2021	01-01-2020 31-03-2020
	M\$	M\$
Unidades de reajuste por activos		
Otros activos financieros.	4.594.822	3.909.631
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	271.994	(39.043)
Activos por impuestos.	44.720	31.750
Total unidades de reajuste por activos	4.911.536	3.902.338
Unidades de reajuste por pasivos		
Otros pasivos financieros.	(7.839.224)	(5.634.751)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(3.508)	3.083
Pasivos por arrendamientos.	(77.268)	(62.706)
Total unidades de reajuste por pasivos	(7.920.000)	(5.694.374)
Total unidades de reajuste neto	(3.008.464)	(1.792.036)

30.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.

En los períodos terminados al 31 de marzo de 2021 y 2020 se procedió a calcular y contabilizar el impuesto a la renta con una tasa del 27%, en base a lo dispuesto por la Ley N° 20.780, publicada en el Diario Oficial con fecha 29 de septiembre de 2014. La sociedad se encuentra incorporada al sistema de tributación parcialmente integrado.

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

Durante el período terminado al 31 de marzo de 2021 se originó un abono a resultados por impuesto a las ganancias ascendente a M\$1.512.968 y al 31 de marzo de 2020 un cargo por M\$2.600.538, respectivamente.

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes corriente y diferida	01-01-2021 31-03-2021 M\$	01-01-2020 31-03-2020 M\$
Impuestos corrientes a las ganancias		
(Gasto) ingreso por impuestos corrientes.	(764.788)	(719.480)
Ajustes al impuesto corriente de periodos anteriores.	1	(726.257)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(764.787)	(1.445.737)
Impuestos diferidos		
(Gasto) ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias.	2.253.836	(1.212.185)
Otros componentes del (gasto) ingreso por impuestos diferido.	23.919	57.384
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos , neto	2.277.755	(1.154.801)
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	1.512.968	(2.600.538)

30.2.- Localización del efecto en resultados por impuestos a las ganancias.

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias, extranjero y nacional	01-01-2021 31-03-2021 M\$	01-01-2020 31-03-2020 M\$
Impuestos corrientes a las ganancias		
Gasto por impuestos corrientes, neto, nacional.	(764.787)	(1.445.737)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(764.787)	(1.445.737)
Impuestos diferidos		
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, nacional.	2.277.755	(1.154.801)
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos , neto	2.277.755	(1.154.801)
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	1.512.968	(2.600.538)

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

El siguiente cuadro muestra la conciliación entre el impuesto a las ganancias contabilizado y el que resultaría de aplicar la tasa efectiva por los períodos terminados al 31 de marzo de 2021 y 2020.

Conciliación del gasto por impuestos utilizando la tasa legal con el gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	01-01-2021 31-03-2021 M\$	01-01-2021 31-03-2021 %	01-01-2020 31-03-2020 M\$	01-01-2020 31-03-2020 %
Ganancia contable	5.596.914		9.779.097	
Total de (gasto) ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(1.511.167)	27,0%	(2.640.356)	27,0%
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	3.321.176	-59,3%	472.972	-4,8%
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y gasto por impuestos (ingreso)	(297.041)	5,3%	(433.154)	4,4%
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	3.024.135	-54,0%	39.818	-0,4%
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	1.512.968	-27,0%	(2.600.538)	26,6%

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

Importes antes de impuestos	01-01-2021 31-03-2021			01-01-2020 31-03-2020		
	Importe antes de impuestos	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos	Importe antes de impuestos	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ganancias (pérdidas) por revaluación.	(127.450)	34.411	(93.039)			0
Cobertura de flujo de efectivo.	1.086.586	(293.378)	793.208	(4.441.614)	1.199.236	(3.242.378)
Diferencia de cambio por conversión.			0	2.440.375		2.440.375
Ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	2.468.691	(666.547)	1.802.144	1.800.128	(486.034)	1.314.094
Total		(925.514)			713.202	

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	01-01-2021 31-03-2021	01-01-2020 31-03-2020
	M\$	M\$
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	6.490.236	8.607.192
Ganancia (pérdida) por acción básica y diluidas en operaciones continuadas.	3,21	4,26
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 Argentina, electricidad en Chile y servicios).

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 (-) Otras ganancias (pérdidas) (+) Depreciación (+) 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		Servicios		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$
ACTIVOS CORRIENTES								
Efectivo y equivalentes al efectivo.	221.763.758	325.003.658	805.573	591.940			222.569.331	325.595.598
Otros activos no financieros.	22.087.967	12.732.390	51.625	52.768			22.139.592	12.785.158
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	388.678.759	386.428.408	1.360.949	1.387.318			390.039.708	387.815.726
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	8.267.269	8.395.585	713.761	1.211.522	(8.777.596)	(7.504.122)	203.434	2.102.985
Inventarios.	2.417.592	2.228.156	3.865.824	3.414.846			6.283.416	5.643.002
Activos por impuestos.	18.988.614	18.749.744	45.390	48.353	(176.696)	(204.819)	18.857.308	18.593.278
Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.	662.203.959	753.537.941	6.843.122	6.706.747	(8.954.292)	(7.708.941)	660.092.789	752.535.747
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.	425.093	425.093					425.093	425.093
Total activos corrientes	662.629.052	753.963.034	6.843.122	6.706.747	(8.954.292)	(7.708.941)	660.517.882	752.960.840
ACTIVOS NO CORRIENTES								
Otros activos financieros.	34.593.625	29.292.142					34.593.625	29.292.142
Otros activos no financieros.	8.280	8.280					8.280	8.280
Cuentas por cobrar.	327.658.160	326.257.221				(1)	327.658.160	326.257.220
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	76.380.065	75.587.362			(76.380.065)	(75.587.362)	0	0
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	861.224.601	861.353.332					861.224.601	861.353.332
Plusvalía.	222.834.233	222.834.233					222.834.233	222.834.233
Propiedades, planta y equipo.	2.041.155.406	2.031.214.986	7.492.403	7.563.945			2.048.647.809	2.038.778.931
Propiedad de inversión.	8.043.507	8.043.507					8.043.507	8.043.507
Activos por derecho de uso	6.458.524	7.402.625					6.458.524	7.402.625
Activos por impuestos diferidos.	694		44.366				45.060	0
Total activos no corrientes	3.578.357.095	3.561.993.688	7.536.769	7.563.945	(76.380.065)	(75.587.363)	3.509.513.799	3.493.970.270
TOTAL ACTIVOS	4.240.986.147	4.315.956.722	14.379.891	14.270.692	(85.334.357)	(83.296.304)	4.170.031.681	4.246.931.110

32.2.2.- Pasivos y Patrimonio por segmentos.

PASIVOS	Eléctrico Chile		Servicios		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$	31-03-2021 M\$	31-12-2020 M\$
PASIVOS CORRIENTES								
Otros pasivos financieros.	257.591.139	196.386.187					257.591.139	196.386.187
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	198.107.332	208.497.294	1.626.819	1.397.852	(1.594)	(8.421)	199.732.557	209.886.725
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	32.399.383	31.736.769	3	3.214	(8.776.002)	(7.495.701)	23.623.384	24.244.282
Otras provisiones.	26.609.430	29.400.097					26.609.430	29.400.097
Pasivos por impuestos.	176.696	204.819			(176.696)	(204.819)	0	0
Otros pasivos no financieros.	23.773.936	19.217.308	1.037	28.447			23.774.973	19.245.755
Pasivos por arrendamientos.	3.428.171	3.709.719					3.428.171	3.709.719
Total pasivos corrientes	542.086.087	489.152.193	1.627.859	1.429.513	(8.954.292)	(7.708.941)	534.759.654	482.872.765
PASIVOS NO CORRIENTES								
Otros pasivos financieros.	1.192.169.753	1.317.145.556					1.192.169.753	1.317.145.556
Cuentas por pagar.	341.599.853	335.100.846					341.599.853	335.100.846
Pasivo por impuestos diferidos.	174.055.867	175.371.566	54.182	45.666			174.110.049	175.417.232
Provisiones por beneficios a los empleados.	26.676.886	29.234.997	1.095.676	1.147.371			27.772.562	30.382.368
Pasivos por arrendamientos.	3.702.805	4.263.535					3.702.805	4.263.535
Total pasivos no corrientes	1.738.205.164	1.861.116.500	1.149.858	1.193.037	0	0	1.739.355.022	1.862.309.537
TOTAL PASIVOS	2.280.291.251	2.350.268.693	2.777.717	2.622.550	(8.954.292)	(7.708.941)	2.274.114.676	2.345.182.302
PATRIMONIO								
Capital emitido.	1.550.281.060	1.550.181.060	3.333.729	3.333.729	(15.010.230)	(14.910.230)	1.538.604.559	1.538.604.559
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	273.748.744	277.574.702	4.961.453	5.043.666	(38.196.473)	(37.361.045)	240.513.724	245.257.323
Primas de emisión.			954	954	(954)	(954)	0	0
Otras reservas.	92.174.362	94.047.299	2.696.884	2.668.795	(23.244.737)	(23.383.309)	71.626.509	73.332.785
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.	1.916.204.166	1.921.803.061	10.993.020	11.047.144	(76.452.394)	(75.655.538)	1.850.744.792	1.857.194.667
Participaciones no controladoras.	44.490.730	43.884.968	609.154	600.998	72.329	68.175	45.172.213	44.554.141
Total patrimonio	1.960.694.896	1.965.688.029	11.602.174	11.648.142	(76.380.065)	(75.587.363)	1.895.917.005	1.901.748.808
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	4.240.986.147	4.315.956.722	14.379.891	14.270.692	(85.334.357)	(83.296.304)	4.170.031.681	4.246.931.110

32.3.- Cuadros de resultados por segmentos.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Eléctrico Chile		Eléctrico Argentina		Servicios		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	01-01-2021	01-01-2020	01-01-2021	01-01-2020	01-01-2021	01-01-2020	01-01-2021	01-01-2020	01-01-2021	01-01-2020
	31-03-2021	31-03-2020	31-03-2021	31-03-2020	31-03-2021	31-03-2020	31-03-2021	31-03-2020	31-03-2021	31-03-2020
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	393.430.828	440.949.951			2.500.274	2.294.923	(270.478)		395.660.624	443.244.874
Costo de ventas	(340.956.738)	(379.206.727)			(2.082.015)	(1.973.273)	270.478		(342.768.275)	(381.180.000)
Ganancia bruta	52.474.090	61.743.224	0	0	418.259	321.650	0	0	52.892.349	62.064.874
Otros ingresos, por función.	951.058	869.789					(40.628)	(252.491)	910.430	617.298
Gasto de administración.	(25.336.898)	(26.783.050)			(505.033)	(559.165)	40.628	252.491	(25.801.303)	(27.089.724)
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.	(5.834.083)	(8.046.597)				(20.776)			(5.834.083)	(8.067.373)
Otras ganancias (pérdidas).	(2.029.497)	(634.100)			(1.432)	(1.309)			(2.030.929)	(635.409)
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	20.224.670	27.149.266	0	0	(88.206)	(259.600)	40.628	252.491	20.136.464	26.889.666
Ingresos financieros.	4.041.042	5.044.595			1.987	618	(7.586)	(200.982)	4.035.443	4.844.231
Costos financieros.	(15.967.336)	(18.612.064)			(11.884)	(19.191)	7.586	200.982	(15.971.634)	(18.430.273)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	672.636	2.853.713					(672.636)	(2.853.713)	0	0
Diferencias de cambio.	425.927	(1.711.278)			(20.822)	(21.213)			405.105	(1.732.491)
Resultados por unidades de reajuste.	(3.008.572)	(1.792.133)			108	97			(3.008.464)	(1.792.036)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	6.388.367	12.932.099	0	0	(118.817)	(299.289)	(632.008)	(2.601.222)	5.596.914	9.779.097
Gasto por impuestos a las ganancias.	1.475.180	(2.731.918)			37.788	131.380			1.512.968	(2.600.538)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.	7.863.547	10.200.181	0	0	(81.029)	(167.909)	(632.008)	(2.601.222)	7.109.882	7.178.559
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.		5.313		2.111.640					0	2.116.953
Ganancia (pérdida)	7.863.547	10.205.494	0	2.111.640	(81.029)	(167.909)	(632.008)	(2.601.222)	7.109.882	9.295.512
Ganancia (pérdida) atribuible a										
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	7.250.346	9.497.462		2.077.122	(89.185)	(150.332)	(670.925)	(2.817.060)	6.490.236	8.607.192
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras.	613.201	708.032		34.518	8.156	(17.577)	(1.711)	(36.653)	619.646	688.320
Ganancia (pérdida)	7.863.547	10.205.494	0	2.111.640	(81.029)	(167.909)	(672.636)	(2.853.713)	7.109.882	9.295.512
Depreciación	20.028.111	18.814.141			74.418	66.596			20.102.529	18.880.737
Amortización	1.807.349	2.066.719							1.807.349	2.066.719
EBITDA	44.089.627	48.664.226	0	0	(12.356)	(191.695)	0	0	44.077.271	48.472.531

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

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	Eléctrico Chile		Eléctrico Argentina		Servicios		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	01-01-2021	01-01-2020	01-01-2021	01-01-2020	01-01-2021	01-01-2020	01-01-2021	01-01-2020	01-01-2021	01-01-2020
	31-03-2021 M\$	31-03-2020 M\$	31-03-2021 M\$	31-03-2020 M\$	31-03-2021 M\$	31-03-2020 M\$	31-03-2021 M\$	31-03-2020 M\$	31-03-2021 M\$	31-03-2020 M\$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación.	19.984.364	76.928.051			(388.188)	(467.623)	15.108.192	5.007	34.704.368	76.465.435
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión.	(33.580.855)	(34.352.761)		196.707	603.042	(5.066)	(1.911.825)	(285.989)	(34.889.638)	(34.447.109)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación.	(89.643.409)	216.677.637				132.962	(13.196.367)	280.982	(102.839.776)	217.091.581
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios	(103.239.900)	259.252.927	0	196.707	214.854	(339.727)	0	0	(103.025.046)	259.109.907
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.				11.642	(1.221)	51.571			(1.221)	63.213
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	(103.239.900)	259.252.927	0	208.349	213.633	(288.156)	0	0	(103.026.267)	259.173.120
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo o ejercicio.	325.003.658	55.257.228		211.916	591.940	728.184			325.595.598	56.197.328
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo o ejercicio	221.763.758	314.510.155	0	420.265	805.573	440.028	0	0	222.569.331	315.370.448

33.- SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA.

33.1.- Resumen de saldos en moneda extranjera.

Saldos al 31 de marzo de 2021.

Resumen moneda extranjera	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes				Total activos 31-03-2021 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 \$	1.412.337	1.412.337		1.412.337				0	1.412.337
Activos corrientes	AR \$	1.734	1.734		1.734				0	1.734
Activos corrientes	EUR \$	17.129	17.129		17.129				0	17.129
Total activos en moneda extranjera	M/e	1.431.200	1.431.200	0	1.431.200	0	0	0	0	1.431.200
Pasivos corrientes	US \$	630.985	630.985		630.985				0	630.985
Total pasivos en moneda extranjera	M/e	630.985	630.985	0	630.985	0	0	0	0	630.985

Saldos al 31 de diciembre de 2020.

Resumen moneda extranjera	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes				Total activos 31-12-2020 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 \$	3.779.382	3.779.382		3.779.382				0	3.779.382
Activos corrientes	AR \$	11.166	11.166		11.166				0	11.166
Activos corrientes	EUR \$	23.628	23.628		23.628				0	23.628
Total activos en moneda extranjera	M/e	3.814.176	3.814.176	0	3.814.176	0	0	0	0	3.814.176
Pasivos corrientes	US \$	210.967	210.967		210.967				0	210.967
Pasivos corrientes	EUR \$	97	97		97				0	97
Total pasivos en moneda extranjera	M/e	211.064	211.064	0	211.064	0	0	0	0	211.064

33.2.- Saldos en moneda extranjera, activos.

Saldos al 31 de marzo de 2021.

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 31-03-2021 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 \$	635.260	635.260		635.260				0	635.260
Efectivo y equivalentes al efectivo.	AR \$	1.734	1.734		1.734				0	1.734
Efectivo y equivalentes al efectivo.	EUR \$	568	568		568				0	568
Inventarios.	US \$	777.077	777.077		777.077				0	777.077
Inventarios.	EUR \$	16.561	16.561		16.561				0	16.561
Total activos en moneda extranjera	M/e	1.431.200	1.431.200	0	1.431.200	0	0	0	0	1.431.200

Saldos al 31 de diciembre de 2020.

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 31-12-2020 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 \$	3.563.157	3.563.157		3.563.157				0	3.563.157
Efectivo y equivalentes al efectivo.	AR \$	11.166	11.166		11.166				0	11.166
Efectivo y equivalentes al efectivo.	EUR \$	21.997	21.997		21.997				0	21.997
Inventarios.	US \$	216.225	216.225		216.225				0	216.225
Inventarios.	EUR \$	1.631	1.631		1.631				0	1.631
Total activos en moneda extranjera	M/e	3.814.176	3.814.176	0	3.814.176	0	0	0	0	3.814.176

33.3.- Saldos en moneda extranjera, pasivos.

Saldos al 31 de marzo de 2021.

Detalle moneda extranjera - pasivos corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes				Total pasivos 31-03-2021 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\$	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	US \$	630.985	630.985		630.985				0	630.985
Total pasivos en moneda extranjera		630.985	630.985	0	630.985	0	0	0	0	630.985

Saldos al 31 de diciembre de 2020.

Detalle moneda extranjera - pasivos corrientes y no corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes				Total pasivos 31-12-2020 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\$	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	US \$	210.967	210.967		210.967				0	210.967
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	EUR \$	97	97		97				0	97
Total pasivos en moneda extranjera		211.064	211.064	0	211.064	0	0	0	0	211.064

34.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.

34.1.- Juicios y otras acciones legales.

- 34.1.1.- 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 11 de noviembre de 2020, se presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra pendiente.
- 34.1.2.- 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.
- 34.1.3.- Nombre del Juicio: "Inmobiliaria del Carmen y otro con CGED"
Fecha: 6 de junio de 2017.
Tribunal: Juzgado de 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 de prueba finalizada con diligencias pendientes.
- 34.1.4.- Nombre del Juicio: "Agrícola las Pataguas y otros con CGED."
Fecha: 20 de noviembre de 2017.
Tribunal: Juzgado de Santa Cruz.
Rol N°: 1.348-2017.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Nilahue Baraona.
Cuantía: M\$ 19.338.938.
Estado: Etapa de prueba finalizada con diligencias pendientes.
- 34.1.5.- Nombre del Juicio: "Sociedad Agrícola La Palmilla de Pumanque y otros con CGED."
Fecha: 22 de Mayo de 2018.
Tribunal: Juzgado de Santa Cruz.
Rol N°: 267-2018

	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Nilahue Baraona
	Cuantía:	M\$ 1.977.439.
	Estado:	Etapas de prueba finalizadas con diligencias pendientes.
34.1.6.-	Nombre del Juicio:	“Del Valle con CGE.”
	Fecha:	13 de febrero de 2019.
	Tribunal:	25° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°:	31.618-2017.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Alto Población.
	Cuantía:	M\$ 1.280.119.
	Estado:	Etapas de prueba.
34.1.7.-	Nombre del Juicio:	“Agrícola El Carrizal con CGED y otros”.
	Fecha:	20 de noviembre de 2017.
	Tribunal:	Juzgado Letras de Santa Cruz.
	Rol N°:	1.349-2017.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Carrizal.
	Cuantía:	M\$ 1.769.569.
	Estado:	Con fecha 2 de septiembre de 2019, se acogió parcialmente la demanda en contra de CGE por \$1.658.987.490 y se rechazó en contra de los ejecutivos demandados. Con fecha 12 de septiembre de 2019, se presentaron recursos ante la Corte de Apelaciones de Rancagua, los que fueron rechazados. Con fecha 11 de febrero de 2021, se presentó un recurso de casación ante la Corte Suprema, el que se encuentra pendiente.
34.1.8.-	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 13 de mayo de 2020, el tribunal acogió parcialmente la demanda. Con fecha 28 de mayo de 2020, las partes presentaron sus respectivos recursos de apelaciones ante la Corte de Apelaciones de Santiago, los que se encuentran pendientes de resolución
34.1.9.-	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:	Etapas de prueba finalizadas.

- 34.1.10.- 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 9 de marzo de 2020, la demandante presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 34.1.11.- Nombre del Juicio: "Sernac con CGED"
Fecha: 5 de diciembre de 2017
Tribunal: 11° Juzgado Civil de Santiago
Rol N°: 34.785-2017
Materia: Demanda Colectiva por efectos de un temporal de viento y lluvia ocurrido con fecha 7 y 8 de junio de 2017 en sector el Huique.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Con fecha 12 de noviembre de 2020, La Corte de Apelaciones de Santiago acogió la demanda. Con fecha 1 de diciembre de 2020, CGE presentó un recurso de casación en el fondo ante la Corte Suprema, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 34.1.12.- Nombre del Juicio: "Agrícola Pumahue Limitada con CGED"
Fecha: 8 de enero de 2018.
Tribunal: 8° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 37.642-2017
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio.
Cuantía: M\$ 233.000.
Estado: Con fecha 2 de junio de 2020, se rechazó la demanda. Se encuentra pendiente la notificación de esta sentencia al demandante.
- 34.1.13.- 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
- 34.1.14.- Nombre del Juicio: "Agrícola Arellano con CGED y Transnet"
Fecha: 3 de diciembre de 2015.
Tribunal: 19° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 30.615-2015.
Materia: Resolución de contrato.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Etapa de discusión.

- 34.1.15.- 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: Etapa de prueba.
- 34.1.16.- Nombre del Juicio: "Agrícola Esmeralda con CGE"
Fecha: 29 de agosto 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.
- 34.1.17.- Nombre del Juicio: "Celsi Limitada con CGE"
Fecha: 13 de octubre de 2018.
Tribunal: 2° Juzgado de Talagante.
Rol N°: 1.679-2018.
Materia: Reclamo de avalúo de comisión tasadora
Cuantía: M\$ 341.135.
Estado: Con fecha 20 de enero de 2021, se citó a las partes a oír sentencia
- 34.1.18.- 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.
- 34.1.19.- Nombre del Juicio: "Valdes con CGE"
Fecha: 23 de julio de 2019.
Tribunal: Juzgado de Letras de Constitución.
Rol N°: 3-2019.
Materia: Indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 189.483.
Estado: Con fecha 30 de junio de 2020, se rechazó la demanda. Con fecha 10 de julio, la demandante presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Talca, el que se encuentra pendiente.
- 34.1.20.- 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.
- 34.1.21.- Nombre del Juicio: “Sociedad Agrícola Iglesia Colorada con Empresa Eléctrica Atacama S.A”
 Fecha: 14 de octubre de 2011.
 Tribunal: 1° Juzgado Civil de Copiapó.
 Rol N°: 4.281-2011.
 Materia: Demanda civil de indemnización de perjuicios.
 Cuantía: M\$ 177.701.
 Estado: Con fecha 4 de octubre de 2019, se notificó sentencia de primera instancia que acogió la demanda por M\$ 121.528. Con fecha 14 de octubre de 2019, la demandada presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Copiapó, el que fue rechazado con fecha 16 de junio de 2020. Se presentó un recurso de casación ante la Corte Suprema, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 34.1.22.- Nombre del Juicio: “EMELAT con Sociedad Contractual Minera KOZAN”
 Fecha: 29 de enero de 2015.
 Tribunal: 4° Juzgado Civil de Copiapó.
 Rol N°: C-1034-2016.
 Materia: Cumplimiento de contrato de compraventa de energía y potencia eléctrica.
 Cuantía: M\$ 967.433.
 Estado: Con fecha 31 de enero de 2019, se rechazó la demanda. Con fecha 15 de marzo de 2019, se presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Copiapó, el que fue rechazado. Con fecha 14 de enero de 2020, la demandante presentó un recurso de casación en el fondo, el que se encuentra pendiente de resolución
- 34.1.23.- Nombre del Juicio: “Icafal con Elecda”
 Fecha: 16 de mayo de 2017.
 Tribunal: 4° Juzgado Civil de Antofagasta.
 Rol N°: 269-2016.
 Materia: Indemnización de perjuicios.
 Cuantía: M\$ 1.050.577.
 Estado: Con fecha 29 de agosto de 2018, se rechazó la demanda. Con fecha 19 de noviembre de 2018, la demandante presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Antofagasta, el que fue rechazado con fecha 22 de abril de 2019. Con fecha 10 de mayo de 2019, la demandante presentó un recurso de casación en el fondo ante la Corte Suprema, el que se encuentra pendiente de resolución
- 34.1.24.- 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:	Con fecha 5 de diciembre de 2019, se dictó sentencia de primera instancia que acoge la demanda. Con fecha 14 de diciembre de 2019, se presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Valparaíso, el que fue acogido, rechazando la demanda. Con fecha 11 de febrero de 2021, el Fisco interpuso un recurso de casación en el fondo ante la Corte Suprema, el que se encuentra pendiente.
34.1.25.- 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.
34.1.26.- Nombre del Juicio:	“Megaelectric 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:	Etapa de prueba finalizada.
34.1.27.- Nombre del Juicio:	“Sociedad Ingeniera 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 discusión finalizada.
34.1.28.- 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:	Etapa de prueba finalizada.
34.1.29.- Nombre del Juicio:	“Muro con CGE”
Fecha:	28 de mayo de 2019.
Tribunal:	Juzgado de Santa Cruz.
Rol N°:	528-2019.
Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector de Perdiguero.
Cuantía:	M\$ 2.504.050.
Estado:	Etapa de discusión.

- 34.1.30.- Nombre del Juicio: “Bosques Viñuela con CGE”
Fecha: 6 de agosto de 2019.
Tribunal: Juzgado de Quirihue.
Rol N°: 152-2019.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector de Quirihue.
Cuantía: M\$ 1.140.609.
Estado: Etapa de discusión finalizada.
- 34.1.31.- Nombre del Juicio: “Forestal con CGE”
Fecha: 6 de agosto de 2019.
Tribunal: Juzgado de Quirihue.
Rol N°: 164-2019.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Quirihue.
Cuantía: M\$ 681.185.
Estado: Etapa de discusión.
- 34.1.32.- Nombre del Juicio: “Agrícola Santa Magdalena con CGE”
Fecha: 20 de agosto de 2019.
Tribunal: Juzgado de Letras de Santa Cruz.
Rol N°: 778-2019.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Carrizal.
Cuantía: M\$ 818.956.
Estado: Etapa de discusión finalizada.
- 34.1.33.- Nombre del Juicio: “Agrícola Santa Magdalena y otros con CGE”
Fecha: 20 de agosto de 2019.
Tribunal: Juzgado de Santa Cruz.
Rol N°: 788-2019.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Nilahue Baraona.
Cuantía: M\$ 9.884.317.
Estado: Etapa discusión finalizada.
- 34.1.34.- Nombre del Juicio: “Forestal y Agrícola La Piedra y otro con CGE”
Fecha: 4 de septiembre de 2019.
Tribunal: Juzgado de Letras de Cauquenes.
Rol N°: 415-2019.
Materia: Indemnización de perjuicios .
Cuantía: Indeterminada finalizada.
Estado: Etapa de discusión finalizada.
- 34.1.35.- 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: Etapa de prueba.

- 34.1.36.- 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: Etapa de discusión finalizada.
- 34.1.37.- 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.
- 34.1.38.- 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: Etapa de discusión finalizada.
- 34.1.39.- Nombre del Juicio: "Díaz y otros con CGE"
Fecha: 12 de noviembre de 2019.
Tribunal: Peralillo.
Rol N°: 371-2019.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector de El Perdiguadero.
Cuantía: M\$ 1.555.000.
Estado: Demanda presentada sin notificar.
- 34.1.40.- 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: Etapa prueba.
- 34.1.41.- 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 discusión finalizada.

- 34.1.42.- 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: Etapa de discusión finalizada.
- 34.1.43.- 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 discusión.
- 34.1.44.- Nombre del Juicio: "Calufquir y otros con CGE".
Fecha: 17 de marzo de 2020.
Tribunal: Juzgado de Pitrufquen.
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.
- 34.1.45.- Nombre del Juicio: "Albornoz con CGE".
Fecha: 20 de enero de 2020
Tribunal: 2° Juzgado Civil de Talca.
Rol N°: 3655-2019.
Materia: Indemnización de perjuicios
Cuantía: M\$ 900.000.
Estado: Etapa de discusión finalizada.
- 34.1.46.- Nombre del Juicio: "Agrícola Santa Magdalena y otros con CGE".
Fecha: 26 de marzo de 2020
Tribunal: Juzgado de Santa Cruz.
Rol N°: 334-2020.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector de Perdiguadero.
Cuantía: M\$ 3.033.535.
Estado: Etapa de discusión.
- 34.1.47.- Nombre del Juicio: "Agrícola Santa Magdalena y otros con CGE".
Fecha: 26 de marzo de 2020
Tribunal: Juzgado de Santa Cruz.
Rol N°: 335-2020.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector La Cabaña y Alto Población.

	Cuantía:	M\$ 27.910.610.
	Estado:	Etapa de discusión.
34.1.48.-	Nombre del Juicio:	“Simon con CGE”
	Fecha:	19 de mayo de 2020.
	Tribunal:	18° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°:	31762-2019.
	Materia:	Precario.
	Cuantía:	Indeterminada.
	Estado:	Etapa de discusión.
34.1.49.-	Nombre del Juicio:	“Pinochet con CGE”
	Fecha:	23 de abril de 2020.
	Tribunal:	2° Juzgado Civil de Talca.
	Rol N°:	1903-2020
	Materia:	Indemnización de perjuicios por incendio en la comuna de San Clemente durante el año 2020.
	Cuantía:	M\$ 240.000.
	Estado:	Etapa de discusión finalizada.
34.1.50.-	Nombre del Juicio:	“Ulloa con CGE”
	Fecha:	27 de julio de 2020.
	Tribunal:	2° Juzgado Civil de Talca.
	Rol N°:	1114-2020.
	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M\$ 970.000.
	Estado:	Etapa de discusión.
34.1.51.-	Nombre del Juicio:	“Albornoz con CGE”
	Fecha:	27 de julio de 2020.
	Tribunal:	4° Juzgado Civil de Talca.
	Rol N°:	1122-2020.
	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M\$ 1.080.000.
	Estado:	Etapa de discusión.
34.1.52.-	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.
34.1.53.-	Nombre del Juicio:	“DB Ingeniería con CGE”
	Fecha:	7 de agosto de 2020.
	Tribunal:	29° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°:	5864-2020.
	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M\$ 8.914.060.

	Estado:	Etapa de discusión finalizada.
34.1.54.-	Nombre del Juicio:	“Desco con CGE”
	Fecha:	14 de septiembre de 2020.
	Tribunal:	2° Juzgado Civil de la Serena.
	Rol N°:	2524-2020.
	Materia:	Denuncia de obra nueva.
	Cuantía:	Indeterminada.
	Estado:	Etapa de prueba finalizada.
34.1.55.-	Nombre del Juicio:	“Pontigo con CGE”
	Fecha:	1 de agosto de 2020.
	Tribunal:	1° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°:	10345-2020.
	Materia:	Indemnización de perjuicios por incendio El Peral.
	Cuantía:	M\$ 1.005.382.
	Estado:	Etapa de discusión finalizada.
34.1.56.-	Nombre del Juicio:	“Guerrero con CGE”
	Fecha:	26 de junio de 2020.
	Tribunal:	29° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°:	7167-2020.
	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M\$ 290.400.
	Estado:	Etapa de discusión finalizada.
34.1.57.-	Nombre del Juicio:	“Valdes Sazo con CGE”
	Fecha:	5 de mayo de 2017. (Se incorpora por reactivación de juicio en agosto de 2020).
	Tribunal:	3° Juzgado Civil de Talca.
	Rol N°:	1069-2017.
	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M\$ 800.000.
	Estado:	Etapa de discusión.
34.1.58.-	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°:	3069-2020.
	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	Indeterminada.
	Estado:	Etapa de discusión finalizada.
34.1.59.-	Nombre del Juicio:	“Ayala con CGE”
	Fecha:	Pendiente
	Tribunal:	Juzgado Santa Cruz.
	Rol N°:	1308-2020.
	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M\$ 226.765.
	Estado:	Sin notificar.

- 34.1.60.- Nombre del Juicio: "Jiménez con CGE"
Fecha: Pendiente
Tribunal: Juzgado de Santa Cruz.
Rol N°: 1306-2020.
Materia: Indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 290.000.
Estado: Sin notificar.
- 34.1.61.- Nombre del Juicio: "Sociedad Agrícola Ranguilli con CGE"
Fecha: Pendiente
Tribunal: Juzgado de Santa Cruz.
Rol N°: 1307-2020.
Materia: Indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 205.000.
Estado: Sin notificar.
- 34.1.62.- Nombre del Juicio: "Becerra con CGE"
Fecha: Pendiente
Tribunal: Juzgado de Santa Cruz.
Rol N°: 1305-2020.
Materia: Indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 532.000.
Estado: Sin notificar.
- 34.1.63.- Nombre del Juicio: "JMCD Rentas Spa con CGE"
Fecha: 16 de diciembre de 2020
Tribunal: 4° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 16.840-20.
Materia: Indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 603.825.
Estado: Etapa de discusión.
- 34.1.64.- Nombre del Juicio: "León con CGE"
Fecha: 15 de diciembre de 2020
Tribunal: Juzgado de Santa Cruz.
Rol N°: 1.214-20.
Materia: Indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 1.400.000.
Estado: Etapa de discusión.
- 34.1.65.- Nombre del Juicio: "Retamales con CGE"
Fecha: 15 de diciembre de 2020
Tribunal: Juzgado de Santa Cruz.
Rol N°: 1.215-20.
Materia: Indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 1.150.000.
Estado: Etapa de discusión.
- 34.1.66.- Nombre del Juicio: "Retamales con CGE"
Fecha: 12 de enero de 2021
Tribunal: Juzgado de Santa Cruz.
Rol N°: 1.350-20.

	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M\$ 250.000.
	Estado:	Sin notificar.
34.1.67.-	Nombre del Juicio:	“Aes Gener con CGE”
	Fecha:	11 de noviembre de 2020
	Tribunal:	Juez Árbitro Hernán Correa Talciani
	Rol N°:	4.409-2020.
	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M\$ 1.005.188.
	Estado:	Etapa de discusión.
34.1.68.-	Nombre del Juicio:	“Colbún con CGE”
	Fecha:	18 de noviembre de 2020
	Tribunal:	Juez Árbitro Rafael Gómez Balmaceda
	Rol N°:	4.406-2020.
	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M\$ 2.804.182.
	Estado:	Etapa de discusión.
34.1.69.-	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:	Etapa de discusión.
34.1.70.-	Nombre del Juicio:	“Godoy y otros con CGE”
	Fecha:	17 de noviembre de 2020
	Tribunal:	Juzgado de Policía Local de Diego de Almagro.
	Rol N°:	130-2020.
	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M\$ 165.000.
	Estado:	Con fecha 27 de enero de 2021, el tribunal declaró su incompetencia para conocer el juicio. Con fecha 2 de febrero de 2021, la demandante presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Copiapó, el que se encuentra pendiente de resolución.
34.1.71.-	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:	Etapa de discusión finalizado.
34.1.72.-	Nombre del Juicio:	“Quemchi con CGE”
	Fecha:	2 de octubre de 2020
	Tribunal:	7° Civil de Santiago.

	Rol Nº:	13.500-2020.
	Materia:	Declarativo de derechos.
	Cuantía:	Indeterminado. Se pretende que no se cobre a la demandada el uso de instalaciones de transmisión.
	Estado:	Etapas de discusión.
34.1.73.-	Nombre del Juicio:	“Yelcho con CGE”
	Fecha:	21 de octubre de 2020
	Tribunal:	4° Juzgado Civil de Talca.
	Rol Nº:	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:	Etapas de discusión.
34.1.74.-	Nombre del Juicio:	“Inmobiliaria Nueva Esperanza con CGE”
	Fecha:	22 de diciembre de 2020
	Tribunal:	2° Juzgado de Letras de Talca.
	Rol Nº:	2.216-2020.
	Materia:	Precario.
	Cuantía:	Indeterminada. Solicita el retiro de 38 postes.
	Estado:	Etapas de discusión.
34.1.75.-	Nombre del Juicio:	“Diaz Luis Enrique y otros con CGE”
	Fecha:	12 de enero de 2021
	Tribunal:	Juzgado de Santa Cruz.
	Rol Nº:	1.291-20.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector de El Perdiguero.
	Cuantía:	M\$ 193.222.
	Estado:	Etapas de discusión.
34.1.76.-	Nombre del Juicio:	“Diaz Luis y otros con CGE”
	Fecha:	12 de enero de 2021
	Tribunal:	Juzgado de Santa Cruz.
	Rol Nº:	1.292-20.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector de El Perdiguero.
	Cuantía:	M\$ 155.673.
	Estado:	Etapas de discusión.
34.1.77.-	Nombre del Juicio:	“Evergreen con CGE”
	Fecha:	12 de enero de 2021
	Tribunal:	25° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol Nº:	18.949-20.
	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M\$ 3.214.493.
	Estado:	Etapas de discusión.
34.1.78.-	Nombre del Juicio:	“Forster con CGE”
	Fecha:	12 de enero de 2021
	Tribunal:	Santa Cruz.

- Rol N°: 1.330-20.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Nilahue Baraona.
Cuantía: M\$ 1.401.818.
Estado: Etapa de discusión.
- 34.1.79.- Nombre del Juicio: "Osorio con CGE"
Fecha: 12 de enero de 2021
Tribunal: Santa Cruz.
Rol N°: 72-21.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Nilahue Baraona.
Cuantía: M\$ 606.040.
Estado: Etapa de discusión.
- 34.1.80.- Nombre del Juicio: "Enel Generación con CGE"
Fecha: 27 de enero de 2021
Tribunal: 11° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 18.394-20.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Nilahue Baraona.
Cuantía: M\$ 6.087.225.
Estado: Etapa de discusión.
- 34.1.81.- Nombre del Juicio: "Constructora Independencia con CGE"
Fecha: 11 de enero de 2021
Tribunal: Tribunal de la libre competencia.
Rol N°: 417-21.
Materia: Libre competencia.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Etapa de discusión.
- 34.1.82.- Nombre del Juicio: "Sociedad THL con CGE"
Fecha: 16 de marzo de 2021
Tribunal: 2° Juzgado Civil de Rancagua.
Rol N°: 708-2021.
Materia: Indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 155.650.
Estado: Etapa de discusión.
- 34.1.83.- Nombre del Juicio: "Céspedes con CGE"
Fecha: 18 de noviembre de 2020.
Tribunal: 3° Juzgado Civil de Talca.
Rol N°: 3.136-2020.
Materia: Indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 150.000.
Estado: Etapa de discusión.
- 34.1.84.- Nombre del Juicio: "León con CGE"
Fecha: 15 de diciembre de 2020.
Tribunal: Juzgado de Santa Cruz.
Rol N°: 1214-20.

- | | | |
|-----------|--------------------|---|
| | Materia: | Indemnización de perjuicios. |
| | Cuantía: | M\$ 1.400.000. |
| | Estado: | Etapa de discusión. Demanda en conjunto con CGE. |
| 34.1.85.- | Nombre del Juicio: | “Retamales con CGE” |
| | Fecha: | 15 de diciembre de 2020. |
| | Tribunal: | Juzgado de Santa Cruz. |
| | Rol N°: | 1215-20. |
| | Materia: | Indemnización de perjuicios. |
| | Cuantía: | M\$ 1.150.000. |
| | Estado: | Etapa de discusión. Demandada en conjunto con CGE. |
| 34.1.86.- | Nombre del Juicio: | “Retamales con CGE” |
| | Fecha: | 12 de enero de 2021. |
| | Tribunal: | Juzgado de Santa Cruz. |
| | Rol N°: | 1350-20. |
| | Materia: | Indemnización de perjuicios. |
| | Cuantía: | M\$ 250.000. |
| | Estado: | Etapa de discusión. Demandada en conjunto con CGE. |
| 34.1.87.- | Nombre del Juicio: | “Cárdenas con CGE” |
| | Fecha: | 10 de marzo de 2021. |
| | Tribunal: | 1° Juzgado Civil de Punta Arenas. |
| | Rol N°: | 250-2020. |
| | Materia: | Indemnización de perjuicios por existencia de instalaciones eléctricas en supuesto predio de la demandante. |
| | Cuantía: | M\$ 250.000. |
| | Estado: | Etapa de discusión. |

34.2.- Sanciones administrativas.

- 34.2.1.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 25.558 de fecha 10 de septiembre de 2018, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 4.000 UTM por incumplimiento de la obligación de mantenimiento establecida en el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctricos, por falla en línea 66kv Itahue-Talca N°2. Con fecha 2 de octubre de 2018, se interpuso un recurso de reposición, el que fue rechazado. Con fecha 13 mayo de 2020, se presentó un recurso de reclamación por ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra pendiente.
- 34.2.2.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 31.111 de fecha 2 de diciembre de 2019, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 6.000 UTM por incumplimiento de tiempo máximo de reposición en las comunas del Bosque y Peñafior como consecuencia del temporal de mayo de 2019. Con fecha 26 de enero de 2021 se interpuso recurso de reclamación ante la Corte de Apelaciones de Santiago el cual está pendiente de resolución.
- 34.2.3.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 31.500 de fecha 20 de enero de 2020, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 3.000 UTM por incumplimiento a lo dispuesto en el artículo 139° del DFL N° 4/20.018 en razón a la desconexión forzada de la LT 66 kV Punitaqui – El Sauce ubicada en la comuna de Punitaqui. Con fecha 27 de enero de 2020, se interpuso recurso de reposición, el que

fue rechazado. Se interpuso reclamación de ilegalidad con fecha 20 de marzo de 2020, ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el cual fue rechazado. Proceso de pago.

- 34.2.4.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 32.557 de fecha 13 de mayo de 2020, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 9.000 UTM por falla en línea Charrúa-Chillan el 30 de septiembre de 2019. Se interpuso recurso de reposición con fecha 20 de mayo de 2020, el cual fue rechazado. Con fecha 26 de enero de 2021 se presenta un recurso de reclamación ante la Corte de Apelaciones, el cual se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.5.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 32.558 de fecha 13 de mayo de 2020, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 9.000 UTM por falla en Línea de 66 KvA Victoria-Traiguén el 30 de mayo de 2019. Se interpuso recurso de reposición con fecha 20 de mayo de 2020, el cual se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.6.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 32.559 de fecha 13 de mayo de 2020, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 6.000 UTM por falta de mantenimiento por falla en Línea de 66 KvA Loncoche-Villarrica el 30 de mayo de 2019. Se interpuso recurso de reposición con fecha 20 de mayo de 2020, el cual fue rechazado. Con fecha 26 de enero de 2021, se presentó ante la Corte de Apelaciones un recurso de reclamación el cual se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.7.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 32.560 de fecha 13 de mayo de 2020, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 15.000 UTM por falla en Línea de 110 KvA Quelentaro-Portezuelo el 3 de diciembre de 2018. Se interpuso recurso de reposición con fecha 20 de mayo de 2020, el cual fue rechazado. Con fecha 26 de enero de 2021, se presentó ante la Corte de Apelaciones un recurso de reclamación el cual se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.8.- 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 por Índices SAIDI en comunas de la región de O'Higgins. Se interpuso recurso de reposición con fecha 1 de septiembre de 2020, el cual se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.9.- 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 por Índice SAIDI en comunas de la región de Tarapacá. Se interpuso recurso de reposición con fecha 1 de septiembre de 2020, el cual se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.10.- 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 por Índice SAIDI en comunas de la región de Coquimbo. Se interpuso recurso de reposición con fecha 1 de septiembre de 2020, el cual se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.11.- 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 por Índice SAIDI en comunas de la región Metropolitana. Se interpuso recurso de reposición con fecha 1 de septiembre de 2020, el cual se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.12.- 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 por

Índice SAIDI en comunas de la región de Antofagasta. Se interpuso recurso de reposición con fecha 1 de septiembre de 2020, el cual se encuentra pendiente de resolución.

- 34.2.13.- 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 por Índice SAIDI en comunas de la región de Ñuble. Se interpuso recurso de reposición con fecha 1 de septiembre de 2020, el cual se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.14.- 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 por Índice SAIDI en comunas de la región de la Araucanía. Se interpuso recurso de reposición con fecha 1 de septiembre de 2020, el cual se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.15.- 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 por 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. Se presentará un recurso de reclamación ante la Corte de Apelaciones de Santiago, cuyo plazo se encuentra pendiente..
- 34.2.16.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 33.287 de fecha 14 de septiembre de 2020., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 5.000 UTM por interrupción de suministro en línea de 66 kV Arenas Blancas –Puchoco, comuna de Coronel. Se interpuso recurso de reposición con fecha 21 de septiembre de 2020, el cual es rechazado de fecha 18 de noviembre de 2020. Con fecha 2 de diciembre de 2020, se interpone recurso de reclamación ante la Corte de Apelaciones, el cual se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.17.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 33.420 de fecha 14 de octubre de 2020., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 9.000 UTM por desconexiones forzadas Línea 66kV Parral Cauquenes el 09-04-2019 y 06-07-2019 SS/EE Cauquenes, La Vega y Paso Hondo. Se interpuso recurso de reposición con 21 de octubre de 2020, el cual es rechazado con fecha 18 de noviembre de 2020. Con fecha 2 de diciembre de 2020, se presentó un recurso de reclamación ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el cual fue rechazado. Proceso de pago.
- 34.2.18.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 33.988 de fecha 25 de enero de 2021., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 10.000 UTM por falla ocurrida el 14 de enero de 2021 en la Subestación Paniahue. Con fecha 29 de enero de 2021, se presentó un recurso de reposición ante la SEC, el cual se encuentra pendiente.
- 34.2.19.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 34.230 de fecha 11 de marzo de 2021., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 6.000 UTM por fallas ocurridas en línea Ovalle – Illapel los días 11, 16, 17 y 19 de marzo de 2020. Con fecha 18 de marzo de 2021, se presentó un recurso de reposición el cual está pendiente de resolución.

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 período terminado al 31 de marzo de 2021 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2020.

34.3.2.- De otras autoridades administrativas.

Los Directores y Ejecutivos no han sido sancionados por otras autoridades administrativas durante el período terminado al 31 de marzo de 2021 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2020.

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	Serie de Bonos								
	BCGEI - I	BCGEI - J	BCGEI - K	BCGED - E	BCGET - D	BCGEI - M	BCGEI - N	BCGEI - P	BCGEI - Q
Razón de endeudamiento financiero	< 0 = 1,5 veces	< 0 = 1,5 veces	< 0 = 1,5 veces	< 0 = 1,25 veces	< 0 = 1,1 veces	< 0 = 1,25 veces	< 0 = 1,25 veces	< 0 = 1,25 veces	< 0 = 1,25 veces
Activos libres de garantías reales	> 0 = 1,2 veces pasivos financieros sin garantías	> 0 = 1,2 veces pasivos financieros sin garantías	> 0 = 1,2 veces pasivos financieros sin garantías	> 0 = 1,2 veces pasivos financieros sin garantías	> 0 = 1,2 veces pasivos financieros sin garantías	> 0 = 1,2 veces saldo insoluto de los bonos con cargo a la presente línea	> 0 = 1,2 veces saldo insoluto de los bonos con cargo a la presente línea	> 0 = 1,2 veces saldo insoluto de los bonos con cargo a la presente línea	> 0 = 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	> 0 = 2 veces capital insoluto de los bonos con cargo a la presente línea	> 0 = 2 veces capital insoluto de los bonos con cargo a la presente línea	> 0 = 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

- i) Series de Bono: BCGEI-I, BCGEI-J, BCGEI-K: Si durante la vigencia de la línea, el emisor dejare de ser dueño, directa o indirectamente, de más del 50% del capital con derecho a voto de CGE Distribución S.A., o dejare de mantener el control de la administración de dicha sociedad.
- ii) Serie de Bono: BCGED-E: Mantener al menos un 70% del total de activos en los sectores de transmisión y/o distribución y/o comercialización de electricidad, incluyendo entre dichos activos la partida “Efectivo y Equivalentes al Efectivo”, los valores incluidos en la cuenta “Plusvalía” que pertenezcan a los referidos sectores y “Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía” de los Estados Financieros del emisor.
- iii) Serie de Bono: BCGET-D: Mantener al menos un 70% del total de activos en los sectores de transmisión, generación o distribución de electricidad, considerando para el cálculo de este porcentaje la suma de las partidas “Total Activos No Corrientes” más “Efectivo y Equivalentes al Efectivo” de los Estados Financieros del emisor.
- iv) Serie de Bonos: BCGEI-M, BCGEI-N, BCGEI-P y BCGEI-Q: Mantener al menos un 70% del total de activos en los sectores de transmisión y/o distribución y/o comercialización de electricidad, incluyendo para el cálculo de dicho porcentaje la cuenta “Efectivo y Equivalentes al Efectivo”, la cuenta “Plusvalía” que pertenezcan a los referidos sectores y la cuenta “Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía” de los Estados Financieros consolidados del emisor.

El resultado de las principales restricciones de Compañía General de Electricidad S.A. es:

Indice	Medición	Factor	Resultado	Periodicidad de medición	Procedencia
Razón de endeudamiento financiero	(Total deuda financiera - efectivo y equivalente al efectivo) / total patrimonio neto	< o = 1,1 veces	0,65 Veces	Trimestral	Bonos
Activos libres de garantías reales	Activos sin Garantía/total deuda financiera no garantizada	> o = 1,2 veces	2,88 Veces	Trimestral	Bonos
Activos libres de garantías reales	Activos sin Garantía/Saldo insoluto de línea N° 916	> o = 1,2 veces	35,47 Veces	Trimestral	Bonos
Activos libres de garantías reales	Activos sin Garantía/Saldo insoluto de línea N° 917	> o = 1,2 veces	28,37 Veces	Trimestral	Bonos
Patrimonio mínimo	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	> UF 25.000.000	UF 62.961.703	Trimestral	Bonos
Activos en el sector Eléctrico y Gas	Activos sector eléctrico y gas/Capital insoluto línea bonos N°541	> 2 veces	69,39 Veces	Trimestral	Bonos
Activos en el sector Eléctrico y Gas	Activos sector eléctrico y gas/Capital insoluto línea bonos N°542	> 2 veces	23,13 Veces	Trimestral	Bonos

Otros Resguardos: Causal de Rescate Anticipado

Indice	Medición	Factor	Resultado	Periodicidad de medición	Procedencia
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 2021 la Sociedad y todas sus subsidiarias se encuentran en cumplimiento de sus restricciones y compromisos financieros.

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

Al cierre de los estados financieros consolidados intermedios del 31 de marzo de 2021 y al 31 de diciembre de 2020 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 2021 y 31 de diciembre de 2020 es la siguiente:

Subsidiaria / área	31-03-2021				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Compañía General de Electricidad S.A.	36	470	440	946	946
CGE Magallanes S.A. y subsidiarias	3	52	84	139	139
Transformadores Tusan S.A. y subsidiarias	4	42	81	127	127
Total	43	564	605	1.212	1.212

Subsidiaria / área	31-12-2020				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Compañía General de Electricidad S.A.	40	468	442	950	991
CGE Magallanes S.A. y subsidiarias	3	52	84	139	139
Transformadores Tusan S.A. y subsidiarias	4	47	81	132	137
Total	47	567	607	1.221	1.267

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 2021 y 31 de diciembre de 2020:

Al 31 de marzo de 2021.

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.	Mantenimientos Correctivo Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS)	Mantenimiento de componentes internos y equipos de Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones de CEMS de TG Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	1.715	11-01-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Disposición de Residuos Peligrosos	Almacenamiento, transporte y disposición final de residuos peligrosos según D.S. 148 del MINSAL	Gasto	Disposición de residuos peligrosos	2.059	15-03-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Gases Patrones CEMS 1 Etapa	Reposición gases patrones CEMS para validación anual	Gasto	Mantenimiento de Maquinaria y Equipos	6.481	15-02-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Validación Anual CEMS HITACHI	Anticipo validación anual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	3.051	22-03-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Validación Anual CEMS HITACHI	Validación anual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi.	Gasto	Asesorías Técnicas	12.268	24-05-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Disposición de Residuos Peligrosos	Almacenamiento, transporte y disposición final de residuos peligrosos según D.S. 148 del MINSAL	Gasto	Disposición de residuos peligrosos	4.323	15-05-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asistencia remota Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS)	Mantenimiento de componentes internos y equipos de Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones de CEMS de TG Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	589	16-04-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Gases Patrones CEMS 2 Etapa	Reposición gases patrones CEMS nesarios para registro de datos entrega N°2	Gasto	Mantenimiento de Maquinaria y Equipos	4.258	01-07-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Instalación de 10 MW Gas Central Tres Puentes	Adquisición e instalación bloque de 10 MW de generación con motores a gas Central Tres Puentes para reducir emisiones de TG Hitachi	Inversión	Obra Instalación de 5 Motores a Gas en Central Tres Puentes	6.362	29-01-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Diseño e implementación medidas de control de ruido en Central Tres Puentes	Inversión	Obra Insonorización Central Tres Puentes	3.071	31-01-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Diseño e implementación medidas de control de ruido en Central Tres Puentes	Inversión	Obra Insonorización Central Tres Puentes	13.416	26-02-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Instalación de 10 MW Gas Central Tres Puentes	Adquisición e instalación bloque de 10 MW de generación con motores a gas Central Tres Puentes para reducir emisiones de TG Hitachi	Inversión	Obra Instalación de 5 Motores a Gas en Central Tres Puentes	432.479	26-02-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Ene-Mar)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi.	Gasto	Asesorías Técnicas	596	20-04-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Abr)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	339	20-05-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Jun)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	313	20-07-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Jul)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	511	20-08-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Ago)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	522	20-09-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Sep)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	113	20-10-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Instalación de 10 MW Gas Central Tres Puentes	Adquisición e instalación bloque de 10 MW de generación con motores a gas Central Tres Puentes para reducir emisiones de TG Hitachi	Inversión	Obra Instalación de 5 Motores a Gas en Central Tres Puentes	67.127	31-03-2021

Al 31 de marzo de 2021 (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 (Oct)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	156	02-11-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Gases Patrones CEMS 3 Etapa	Reposición gases patrones CEMS nesarios para registro de datos entrega N°3	Gasto	Mantenimiento de Maquinaria y Equipos	6.890	02-11-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Diseño e implementación medidas de control de ruido en Central Tres Puentes	Inversión	Obra Insonorización Central Tres Puentes	36.364	31-05-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Instalación de 10 MW Gas Central Tres Puentes	Adquisición e instalación bloque de 10 MW de generación con motores a gas Central Tres Puentes para reducir emisiones de TG Hitachi	Inversión	Obra Instalación de 5 Motores a Gas en Central Tres Puentes	434.193	31-08-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Nov)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	443	01-12-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantenimientos Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS) - Semestral	Mantenimiento de componentes internos y equipos de Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones de CEMS de TG Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	9.328	30-07-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Disposición de Residuos Peligrosos	Almacenamiento, transporte y disposición final de residuos peligrosos según D.S. 148 del MINSAL	Gasto	Disposición de residuos peligrosos	2.161	30-09-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Disposición de Residuos Peligrosos	Almacenamiento, transporte y disposición final de residuos peligrosos según D.S. 148 del MINSAL	Gasto	Disposición de residuos peligrosos	4.426	30-11-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Porvenir	Implementación de medidas de control de ruido en Central Porvenir	Inversión	Obra Insonorización Central Porvenir	977.818	30-12-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Segunda etapa implementación medidas de control de ruido en Central Tres Puentes	Inversión	Obra Insonorización Central Tres Puentes	553.495	30-12-2021
CGE S.A.	LT 66kV San Fernando-Placilla: Refuerzo	Elaboracion DIA Proy. San Fern. - Plac	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	9.716	24-03-2021
CGE S.A.	LT 66kV San Fernando-Placilla: Refuerzo	Elaboracion DIA Proy. San Fern. - Plac	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	9.716	24-03-2021
CGE S.A.	Ampliación SE Pitruquén: DE.418	Revisión ambiental SMA_SNC	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	94	26-03-2021
CGE S.A.	Seccionamiento S/E San Gregorio	SNC: Revisión Pertinencia San Gregorio	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	529	26-03-2021
Totales					2.604.922	

Al 31 de diciembre de 2020

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o ítem de gasto	Monto del desembolso M\$	Fecha cierta o estimada en que los desembolsos a futuro serán efectuados
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría Técnica Resolución Exenta N°1.660	Asesoría técnica de apoyo para respoder Resolución Exenta N°1.660 de la Superintendencia de Medio Ambiente.	Gasto	Asesorías Técnicas	2.068	16-01-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Disposición de Residuos Peligrosos	Almacenamiento, transporte y disposición final de residuos peligrosos según D.S. 148 del MINSAL	Gasto	Disposición de residuos peligrosos	2.781	28-02-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Estimación y reportabilidad emisiones para estimación de Impuestos Verdes 2019	Impuestos verdes	Gasto	Asesorías Técnicas	2.873	01-03-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Gases Patrones CEMS 1 Etapa	Reposición gases patrones CEMS nesarios para registro de datos entrega N°1	Gasto	Mantenimiento de Maquinaria y Equipos	2.684	19-03-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Validación Anual CEMS HITACHI	Gastos de desplazamiento asociados a Calibración y verificación anual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Gastos de Desplazamiento	484	23-03-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Adquisición Ambilogger CEMS HITACHI	Upgrade del sistema de adquisición y almacenamiento de datos (DAHS) por resolución de brechas en la entrega de registros.	Inversión	Asesorías Técnicas	9.336	24-03-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantenimientos Sistema de Acreditación de Actividad Turbina - SAAT (Cuarto Trimestre 2019)	Mantenimiento anual del Sistema de Acreditación de Actividad de Turbinas SAAT, que almacena y procesa consumos de combustibles.	Gasto	Asesorías Técnicas	286	25-03-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Validación Anual CEMS HITACHI	Gastos de desplazamiento asociados a validación anual CEMS Turbina Hitachi	Gasto	Gastos de Desplazamiento	484	25-03-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Disposición de Residuos Peligrosos	Almacenamiento, transporte y disposición final de residuos peligrosos según D.S. 148 del MINSAL	Gasto	Disposición de residuos peligrosos	5.197	30-04-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Estimación y reporte emisiones 2016, proceso sancionatorio SMA	Asesoría proceso sancionatorio ROL F-007-2020	Gasto	Asesorías Técnicas	5.169	01-05-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Estimación y reportabilidad emisiones para estimación de Impuestos Verdes 2020 (pago 1 de 4)	Impuestos verdes	Gasto	Asesorías Técnicas	2.836	15-05-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Elaboración e implementación defensa jurídica y programa de cumplimiento proceso sancionatorio SMA	Asesoría proceso sancionatorio ROL F-007-2020	Gasto	Asesorías Técnicas	8.615	19-05-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Gases Patrones CEMS 2 Etapa	Reposición gases patrones CEMS nesarios para registro de datos entrega N°2	Gasto	Mantenimiento de Maquinaria y Equipos	3.769	30-05-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Instalación de 10 MW Gas Central Tres Puentes	Adquisición e instalación bloque de 10 MW de generación con motores a gas Central Tres Puentes para reducir emisiones de TG Hitachi	Inversión	Obra Instalación de 5 Motores a Gas en Central Tres Puentes	1.167.994	30-05-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Estudio cuantificación de emisiones y reportabilidad RETC en portal ventanilla única	RETC	Gasto	Asesorías Técnicas	1.160	31-05-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Validación Anual CEMS HITACHI	Gastos adicionales validación anual CEMS	Gasto	Asesorías Técnicas	3.254	01-06-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría técnica elaboración Programa de Cumplimiento	Asesoría proceso sancionatorio ROL F-007-2020	Gasto	Asesorías Técnicas	4.595	05-06-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Elaboración programa conceptual de compensación de emisiones	Asesoría proceso sancionatorio ROL F-007-2020	Gasto	Asesorías Técnicas	7.179	05-06-2020

Al 31 de diciembre de 2020 (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.	Validación Anual CEMS HITACHI	Validación anual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi.	Gasto	Asesorías Técnicas	7.598	22-06-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Diseño e implementación medidas de control de ruido en Central Tres Puentes	Inversión	Obra Insonorización Central Tres Puentes	261.973	30-06-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea CEMS - SMA	Adquisición e instalación de una conexión MPLS para monitoreo en línea de autoridad ambiental (R.E. 174/2019)	Inversión	Asesorías Técnicas	17.282	30-06-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Instalación de 10 MW Gas Central Tres Puentes	Adquisición e instalación bloque de 10 MW de generación con motores a gas Central Tres Puentes para reducir emisiones de TG Hitachi	Inversión	Obra Instalación de 5 Motores a Gas en Central Tres Puentes	41.640	30-06-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Ene)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi.	Gasto	Asesorías Técnicas	521	20-07-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Feb)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	339	20-07-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Mar)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	313	20-07-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Abr)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	365	20-07-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (May)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	261	20-07-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Jun)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	443	20-07-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Diseño e implementación medidas de control de ruido en Central Tres Puentes	Inversión	Obra Insonorización Central Tres Puentes	25.183	30-07-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Instalación de 10 MW Gas Central Tres Puentes	Adquisición e instalación bloque de 10 MW de generación con motores a gas Central Tres Puentes para reducir emisiones de TG Hitachi	Inversión	Obra Instalación de 5 Motores a Gas en Central Tres Puentes	629.998	31-07-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Disposición de Residuos Peligrosos	Almacenamiento, transporte y disposición final de residuos peligrosos según D.S. 148 del MINSAL	Gasto	Disposición de residuos peligrosos	2.821	31-07-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Jul)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	365	01-08-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Gases Patrones CEMS 3 Etapa	Reposición gases patrones CEMS necesarios para registro de datos entrega N°3	Gasto	Mantenimiento de Maquinaria y Equipos	5.395	17-08-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea CEMS - SMA	Adquisición e instalación de una conexión MPLS para monitoreo en línea de autoridad ambiental (R.E. 174/2019)	Inversión	Asesorías Técnicas	15.715	30-08-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Diseño e implementación medidas de control de ruido en Central Tres Puentes	Inversión	Obra Insonorización Central Tres Puentes	17.325	31-08-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Instalación de 10 MW Gas Central Tres Puentes	Adquisición e instalación bloque de 10 MW de generación con motores a gas Central Tres Puentes para reducir emisiones de TG Hitachi	Inversión	Obra Instalación de 5 Motores a Gas en Central Tres Puentes	45.481	31-08-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Ago)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	313	01-09-2020

Al 31 de diciembre de 2020 (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.	Estimación y reportabilidad emisiones para estimación de Impuestos Verdes 2020 (pago 2 de 4)	Impuestos verdes	Gasto	Asesorías Técnicas	2.831	01-09-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantenimientos Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS) - Anual	Mantenimiento de componentes internos y equipos de Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones de CEMS de TG Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	5.017	16-09-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Gases Patrones CEMS 2 Etapa	Reposición gases patrones CEMS nesarios para registro de datos entrega N°2	Gasto	Mantenimiento de Maquinaria y Equipos	334	30-09-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Diseño e implementación medidas de control de ruido en Central Tres Puentes	Inversión	Obra Insonorización Central Tres Puentes	1.182	30-09-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Instalación de 10 MW Gas Central Tres Puentes	Adquisición e instalación bloque de 10 MW de generación con motores a gas Central Tres Puentes para reducir emisiones de TG Hitachi	Inversión	Obra Instalación de 5 Motores a Gas en Central Tres Puentes	1.693.423	30-09-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Disposición de Residuos Peligrosos	Almacenamiento, transporte y disposición final de residuos peligrosos según D.S. 148 del MINSAL	Gasto	Disposición de residuos peligrosos	1.157	30-09-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Disposición de Residuos Peligrosos	Almacenamiento, transporte y disposición final de residuos peligrosos según D.S. 148 del MINSAL	Gasto	Disposición de residuos peligrosos	7.028	01-10-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Sep)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi (O7 a O9)	Gasto	Asesorías Técnicas	1.173	15-10-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Carga de Programa de Cumplimiento SMA (SPDC)	Carga de Programa de Cumplimiento aprobado en portal Seguimiento de Programa de Cumplimiento de SMA (SPDC)	Gasto	Asesorías Técnicas	120	15-10-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Elaboración e implementación defensa jurídica y programa de cumplimiento proceso sancionatorio SMA (complemento honorario por éxito en la defensa)	Asesoría proceso sancionatorio ROL F-007-2020	Gasto	Asesorías Técnicas	4.317	21-10-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Elaboración programa de detalle compensación de emisiones (pago 1 de 2)	Asesoría proceso sancionatorio ROL F-007-2020	Gasto	Asesorías Técnicas	2.015	21-10-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Elaboración programa conceptual de detalle compensación de emisiones (pago 2 de 2)	Asesoría proceso sancionatorio ROL F-007-2020	Gasto	Asesorías Técnicas	8.061	21-10-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Estimación y reportabilidad emisiones para estimación de Impuestos Verdes 2020 (pago 3 de 4)	Impuestos verdes	Gasto	Asesorías Técnicas	2.842	21-10-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Disposición de Residuos Peligrosos	Almacenamiento, transporte y disposición final de residuos peligrosos según D.S. 148 del MINSAL	Gasto	Disposición de residuos peligrosos	2.272	29-10-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Primera Etapa Control de Ruido Central Porvenir	Diseño de medidas de control de ruido en Central Porvenir	Inversión	Obra Insonorización Central Porvenir	29.786	30-11-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Elaboración e implementación defensa jurídica y programa de cumplimiento proceso sancionatorio SMA (HH adicionales)	Asesoría técnica de apoyo para respoder Resolución Exenta N°1.660 de la Superintendencia de Medio Ambiente.	Gasto	Asesorías Técnicas	11.245	18-12-2020

Al 31 de diciembre de 2020 (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 de Residuos Peligrosos	Almacenamiento, transporte y disposición final de residuos peligrosos según D.S. 148 del MINSAL	Gasto	Disposición de residuos peligrosos	1.530	21-12-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Instalación de 10 MW Gas Central Tres Puentes	Adquisición e instalación bloque de 10 MW de generación con motores a gas Central Tres Puentes para reducir emisiones de TG Hitachi	Inversión	Obra Instalación de 5 Motores a Gas en Central Tres Puentes	648.504	30-12-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Diseño e implementación medidas de control de ruido en Central Tres Puentes	Inversión	Obra Insonorización Central Tres Puentes	37.188	31-12-2020
CGE S.A.	Refuerzo LT Temuco-Loncoche	Diseño control de ruido SE PUCON	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	1.361	07-02-2020
CGE S.A.	Refuerzo LT Temuco-Loncoche	Diseño control de ruido SE PUCON	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	9	11-03-2020
CGE S.A.	Nueva LT 1x110 V Fátima-Isla de Maipo	Gestion Medioamb. fatima - isla de maipo	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	4.027	13-01-2020
CGE S.A.	Traslado LT Santa Marta - P.Hurtado	SNC/ Servicios ambientales / Santa Marta	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	2.979	23-01-2020
CGE S.A.	Traslado LT Santa Marta - P.Hurtado	SNC/ Servicios ambientales / Santa Marta	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	745	20-03-2020
CGE S.A.	Fortalecimiento Arauco	SNC Ambiental: Asesorías ambientales	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	3.092	24-04-2020
CGE S.A.	Ampliación S/E Pta. De Cortés	SNC Ambiental: Matriz Ambiental	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	776	24-04-2020
CGE S.A.	Ampliación S/E Pta. De Cortés	SNC Ambiental: Reporte SMA	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	117	24-04-2020
CGE S.A.	Traslado LT Santa Marta - P.Hurtado	SM-PH Canal del Maipo Traslado Canal	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	12.912	01-05-2020
CGE S.A.	Fortalecimiento Arauco	Reforestación	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	19.688	19-05-2020
CGE S.A.	Ampliación en SE Pirque	SNC Ambiental: Estudio Acústico	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	1.426	25-05-2020
CGE S.A.	Ampliación en SE Pirque	Ingeniería Canal de Regadío	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	1.378	16-06-2020
CGE S.A.	Traslado LT Santa Marta - P.Hurtado	SNC/ Servicios ambientales /Ing. Mitig. Ambiental	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	4.130	27-07-2020
CGE S.A.	Traslado LT Santa Marta - P.Hurtado	SNC/ Servicios ambientales /Ing. Mitig. Ambiental	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	1.165	18-08-2020
CGE S.A.	Nueva LT 1x110 V Fátima-Isla de Maipo	SNC/ Gestión ambiental proyecto	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	9.604	26-10-2020
CGE S.A.	Nueva LT 1x110 V Fátima-Isla de Maipo	SNC/ Gestión ambiental proyecto	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	7.809	21-12-2020
CGE S.A.	Nueva LT 1x110 V Fátima-Isla de Maipo	SNC/ Gestión ambiental proyecto	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	6.463	21-12-2020
CGE S.A.	Ampliación en SE Pirque	SNC/ Gestión ambiental proyecto. Adicional Estudio acústico	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	480	21-10-2020
Totales					4.842.281	

38.- NIIF 5 - ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA Y OPERACIONES DISCONTINUADAS.

38.1.- Bienes del rubro propiedades planta y equipos.

Compañía General de Electricidad S.A. clasifica como activos no corrientes mantenidos para la venta la decisión de vender la propiedad ubicada en 6 Sur N° 1936 y 1950, Talca.

La Subsidiaria Edelmag S.A. clasifica como activos no corrientes mantenidos para la venta una propiedad ubicada en la ciudad de Punta Arenas.

Estos activos no están sujetos a depreciación y se encuentran valorizados al menor valor entre su costo y su valor estimado de realización que asciende a M\$ 425.093.

38.2.- Discontinuación de distribución eléctrica de sociedades subsidiarias argentinas y distribución de gas en sociedades de control conjunto argentinas.

Con fecha 30 de diciembre de 2020 Compañía General de Electricidad S.A. y su matriz Naturgy Inversiones Internacionales, S.A. Agencia en Chile celebraron la compraventa de acciones, por la cual Compañía General de Electricidad S.A. vendió a Naturgy Inversiones Internacionales, S.A. Agencia en Chile el total de sus participaciones accionarias directas en las sociedades CGE Argentina S.A., Agua Negra S.A. y Gascart S.A. El precio total de la venta fue la suma de M\$15.444.000.

CGE Argentina S.A. detenta participaciones directas e indirectas en las sociedades argentinas Agua Negra S.A.; Energía San Juan S.A., Gascart S.A., Gasnor S.A. y Gasmarket S.A.

Producto de lo anterior los resultados devengados y flujos de efectivo en dichas inversiones en el período terminado al 31 de marzo de 2020 están reflejados en los estados financieros como resultado de operaciones discontinuadas.

El desglose de los montos por sociedad de origen del resultado de operaciones discontinuadas al 31 de marzo de 2020 es el siguiente:

OPERACIONES DISCONTINUADAS	01-01-2020
	31-03-2020
	M\$
CGE Argentina S.A.	2.111.640
Inversión directa en Gascart S.A.	5.313
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.	2.116.953

A continuación, se presenta la apertura de los ingresos y gastos de las operaciones discontinuadas en el Estado Consolidado Intermedio de Resultados por Función por el período terminado al 31 de marzo de 2020:

ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE RESULTADOS POR FUNCION
Al 31 de marzo de 2020.
(Expresado en miles de pesos chilenos (M\$))

	Sin sociedades subsidiarias y de control conjunto argentinas	Con sociedades subsidiarias y de control conjunto argentinas	Operación Discontinuada
ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	01-01-2020 31-03-2020 M\$	01-01-2020 31-03-2020 M\$	01-01-2020 31-03-2020 M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	443.244.874	477.823.902	34.579.028
Costo de ventas	(381.180.000)	(405.464.065)	(24.284.065)
Ganancia bruta	62.064.874	72.359.837	10.294.963
Otros ingresos, por función.	617.298	662.364	45.066
Gasto de administración.	(27.089.724)	(28.605.878)	(1.516.154)
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.	(8.067.373)	(8.169.199)	(101.826)
Otros gastos, por función.		(1.945.268)	(1.945.268)
Otras ganancias (pérdidas).	(635.409)	(1.305.630)	(670.221)
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	26.889.666	32.996.226	6.106.560
Ingresos financieros.	4.844.231	5.252.998	408.767
Costos financieros.	(18.430.273)	(22.199.368)	(3.769.095)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.		337.805	337.805
Diferencias de cambio.	(1.732.491)	(1.732.667)	(176)
Resultados por unidades de reajuste.	(1.792.036)	(1.792.036)	0
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	9.779.097	12.862.958	3.083.861
Gasto por impuestos a las ganancias.	(2.600.538)	(3.567.446)	(966.908)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.	7.178.559	9.295.512	2.116.953
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.	2.116.953		(2.116.953)
Ganancia (pérdida)	9.295.512	9.295.512	0
Ganancia (pérdida) atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	8.607.192	8.607.192	0
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	688.320	688.320	0
Ganancia (pérdida)	9.295.512	9.295.512	0

A continuación se presenta la apertura del Estado Consolidado Intermedio de Flujo de Efectivo Directo de acuerdo a las operaciones discontinuadas por el período terminado al 31 de marzo de 2020:

ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO
Al 31 de marzo de 2020.
(Expresado en miles de pesos chilenos (M\$))

	Sin sociedades subsidiarias y de control conjunto argentinas	Con sociedades subsidiarias y de control conjunto argentinas	Operación Discontinuada
ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	01-01-2020 31-03-2020 M\$	01-01-2020 31-03-2020 M\$	01-01-2020 31-03-2020 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.	507.037.026	541.657.939	34.620.913
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas.	12.895.323	12.895.323	0
Otros cobros por actividades de operación.	8.575.285	8.575.285	0
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.	(422.434.447)	(447.976.287)	(25.541.840)
Pagos a y por cuenta de los empleados.	(15.990.054)	(17.531.606)	(1.541.552)
Otros pagos por actividades de operación.	(12.687.900)	(16.878.920)	(4.191.020)
Otros cobros y pagos de operación			
Dividendos recibidos.		22.031	22.031
Intereses recibidos.	5.134.687	5.134.687	0
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).	(5.366.857)	(5.366.857)	0
Otras entradas (salidas) de efectivo.	(697.628)	(697.628)	0
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	76.465.435	79.833.967	3.368.532
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.	17.589	17.589	0
Compras de propiedades, planta y equipo.	(33.727.280)	(33.727.280)	0
Compras de activos intangibles.	(934.125)	(1.877.599)	(943.474)
Otras entradas (salidas) de efectivo.	196.707		(196.707)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(34.447.109)	(35.587.290)	(1.140.181)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Total importes procedentes de préstamos.	416.840.085	416.840.085	0
- Importes procedentes de préstamos de largo plazo.	137.000.000	137.000.000	0
- Importes procedentes de préstamos de corto plazo.	279.840.085	279.840.085	0
Pagos de préstamos.	(154.341.117)	(155.414.703)	(1.073.586)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.	(24.065.585)	(24.065.585)	0
Intereses pagados.	(21.341.802)	(22.646.811)	(1.305.009)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		150.244	150.244
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	217.091.581	214.863.230	(2.228.351)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios	259.109.907	259.109.907	0
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.	63.213	63.213	0
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	259.173.120	259.173.120	0
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período.	56.197.328	56.197.328	0
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período.	315.370.448	315.370.448	0

39.- HECHOS POSTERIORES.

Con fecha 1 de abril de 2021 fue inscrita la modificación a la Serie K de Línea de Bonos inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el N°542, modificando el número Nueve de la Cláusula Octava, en el sentido que se disminuye el ratio de la Razón de Endeudamiento Financiero de 1,50 veces a 1,25 veces.

Con fecha 5 de abril de 2021 fue inscrita la modificación a las Series I y J de Línea de Bonos inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el N°541, modificando el número Nueve de la Cláusula Octava, en el sentido que se disminuye el ratio de la Razón de Endeudamiento Financiero de 1,50 veces a 1,25 veces.

Con fecha 9 de abril de 2021 tras el registro de las modificaciones por parte de la Comisión para el Mercado Financiero, se dio pago al fee acordado con los bonistas en las Junta de Tenedores de Bonos de fecha 27 de enero de 2021.

Entre el 31 de marzo de 2021, 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.