

Estados Financieros Consolidados Intermedios

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

*Santiago, Chile
30 de junio de 2020 y 2019*



COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

(Expresados en miles de pesos chilenos)
Correspondientes a los períodos terminados al
30 de junio de 2020 y 2019

Informe de Revisión del Auditor Independiente

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

Hemos revisado los estados financieros consolidados intermedios de Compañía General de Electricidad S.A. y Subsidiarias, que comprenden: el estado de situación financiera consolidado intermedio al 30 de junio de 2020; los estados consolidados intermedios de resultados integrales por los períodos de seis y tres meses terminados al 30 de junio de 2020 y 2019; los estados consolidados intermedios de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los períodos de seis meses terminados en esas fechas, y; sus correspondientes notas a los estados financieros consolidados intermedios.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados intermedios

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados intermedios de acuerdo con NIC 34, "Información Financiera Intermedia" incorporada en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF). Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno suficiente para proporcionar una base razonable para la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados intermedios, de acuerdo con el marco de preparación y presentación de información financiera aplicable.

Responsabilidad del Auditor

Nuestra responsabilidad es realizar una revisión de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile aplicables a revisiones de estados financieros intermedios. Una revisión de los estados financieros intermedios consiste principalmente en aplicar procedimientos analíticos y efectuar indagaciones a las personas responsables de los asuntos contables y financieros. Es substancialmente menor en alcance que una auditoría efectuada de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile, cuyo objetivo es la expresión de una opinión sobre los estados financieros. Por lo tanto, no expresamos tal tipo de opinión.

Conclusión

Basados en nuestra revisión, no tenemos conocimiento de cualquier modificación significativa que debiera hacerse a los estados financieros consolidados intermedios, mencionados en el primer párrafo, para que estén de acuerdo con NIC 34, "Información Financiera Intermedia" incorporada en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

Otros asuntos

Estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2019

Con fecha 28 de enero de 2020, emitimos una opinión sin modificaciones sobre los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 de Compañía General de Electricidad S.A. y Subsidiarias en los cuales se incluye el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2019, que se presenta en los estados financieros consolidados intermedios adjuntos, además de sus correspondientes notas.



Andrés Marchant V.
EY Audit SpA

Santiago, 21 de julio de 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 INTERMEDIO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO.

II. NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS.

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

Estados Financieros Consolidados Intermedios

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

30 de junio de 2020 y 2019

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
 ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO
 Al 30 de junio de 2020 (no auditado) y 31 de diciembre 2019
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ACTIVOS	Nota	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo.	6	257.238.007	56.197.328
Otros activos financieros.	7	11.683.830	11.855.252
Otros activos no financieros.	12	12.967.983	7.670.519
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	8	417.858.930	415.037.907
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	9	2.544.374	3.012.174
Inventarios.	10	8.509.344	7.597.649
Activos por impuestos.	11	14.311.468	27.448.199
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.		725.113.936	528.819.028
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	512.793
Total activos corrientes		725.539.029	529.331.821
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros.	7	2.510.372	6.715.436
Otros activos no financieros.	12	8.280	8.280
Cuentas por cobrar.	8	231.414.789	140.807.424
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	13	31.745.455	29.316.552
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	14	873.394.101	870.587.122
Plusvalía.	15	221.397.952	221.288.274
Propiedades, planta y equipo.	17	1.951.974.970	1.927.638.151
Propiedad de inversión.	16	8.195.556	8.402.041
Activos por derecho de uso.	25	9.013.793	7.059.235
Activos por impuestos diferidos.	19	2.183.441	1.756.206
Total activos no corrientes		3.331.838.709	3.213.578.721
TOTAL ACTIVOS		4.057.377.738	3.742.910.542

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
 ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO
 Al 30 de junio de 2020 (no auditado) y 31 de diciembre 2019
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	20	217.172.309	128.034.882
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	21	206.071.605	224.197.455
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	9	5.147.846	47.663.392
Otras provisiones.	22	28.574.205	19.116.946
Provisiones por beneficios a los empleados.	23	1.624	4.218
Otros pasivos no financieros.	24	20.021.670	20.093.023
Pasivos por arrendamientos.	25	3.786.766	2.795.835
Pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta.		480.776.025	441.905.751
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta.	38		
Total pasivos corrientes		480.776.025	441.905.751
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	20	1.253.537.012	1.111.484.393
Cuentas por pagar.	21	269.146.538	144.534.651
Otras provisiones.	22	1.020.283	719.484
Pasivo por impuestos diferidos.	19	185.728.675	186.363.758
Provisiones por beneficios a los empleados.	23	34.252.847	32.709.539
Pasivos por arrendamientos.	25	5.749.903	4.669.872
Total pasivos no corrientes		1.749.435.258	1.480.481.697
TOTAL PASIVOS		2.230.211.283	1.922.387.448
PATRIMONIO			
Capital emitido.	26	1.538.604.559	1.538.604.559
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	26	215.040.653	199.453.834
Otras reservas.	26	29.810.741	39.984.353
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.		1.783.455.953	1.778.042.746
Participaciones no controladoras.	26	43.710.502	42.480.348
Total patrimonio		1.827.166.455	1.820.523.094
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		4.057.377.738	3.742.910.542

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

Por los períodos de seis y tres meses terminados al 30 de junio de 2020 y 2019 (no auditados)
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCIÓN	del	01-01-2020	01-01-2019	01-04-2020	01-04-2019
	al	30-06-2020	30-06-2019	30-06-2020	30-06-2019
	Nota	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	27	938.607.991	884.991.111	460.784.089	442.533.750
Costo de ventas	28	(798.538.188)	(761.580.345)	(393.074.123)	(395.922.822)
Ganancia bruta		140.069.803	123.410.766	67.709.966	46.610.928
Otros ingresos, por función.	27	1.498.102	90.979	835.738	43.312
Gasto de administración.	28	(52.405.097)	(39.661.004)	(23.799.219)	(8.762.540)
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	(19.656.436)	(6.370.571)	(11.487.237)	(2.740.494)
Otros gastos, por función.	28	(3.406.941)	(2.759.053)	(1.461.673)	(1.298.522)
Otras ganancias (pérdidas).	28	(5.449.827)	1.555.846	(4.144.197)	1.108.649
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.		60.649.604	76.266.963	27.653.378	34.961.333
Ingresos financieros.	29	9.595.709	8.453.683	4.342.711	4.092.741
Costos financieros.	29	(46.337.537)	(50.805.108)	(24.138.169)	(25.340.997)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	13	1.197.167		859.362	
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera.	29	(810.041)	(90.270)	922.626	35.469
Resultados por unidades de reajuste.	29	(1.504.431)	(962.972)	287.605	(1.029.865)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto		22.790.471	32.862.296	9.927.513	12.718.681
Gasto por impuestos a las ganancias.	30	(6.928.464)	(11.969.233)	(3.361.018)	(5.377.963)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.		15.862.007	20.893.063	6.566.495	7.340.718
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.	38		4.309.952		2.596.722
Ganancia (pérdida)		15.862.007	25.203.015	6.566.495	9.937.440
Ganancia (pérdida) atribuible a					
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.		14.231.535	23.821.742	5.624.343	9.035.101
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras.	26	1.630.472	1.381.273	942.152	902.339
Ganancia (pérdida)		15.862.007	25.203.015	6.566.495	9.937.440

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

Por los períodos de seis y tres meses terminados al 30 de junio de 2020 y 2019 (no auditados)
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DEL RESULTADO INTEGRAL	del	01-01-2020	01-01-2019	01-04-2020	01-04-2019
	al	30-06-2020	30-06-2019	30-06-2020	30-06-2019
	Nota	M\$	M\$	M\$	M\$
Ganancia (pérdida)		15.862.007	25.203.015	6.566.495	9.937.440
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos.					
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	26.9	(1.973.904)	(432.313)	(3.774.032)	(2.257.379)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos.		(1.973.904)	(432.313)	(3.774.032)	(2.257.379)
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.	26.9	1.527.009	416.832	(913.366)	(100.470)
Otro resultado integral, antes de impuestos, diferencia de cambio por conversión.		1.527.009	416.832	(913.366)	(100.470)
Coberturas del flujo de efectivo.					
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos.	26.9	(9.705.293)	(482.096)	(5.263.679)	(40.689)
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo.		(9.705.293)	(482.096)	(5.263.679)	(40.689)
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado de período, antes de impuestos.		(8.178.284)	(65.264)	(6.177.045)	(141.159)
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos.		(10.152.188)	(497.577)	(9.951.077)	(2.398.538)
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán a resultado del período.					
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral.	26.9	532.954	116.725	1.018.988	609.493
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período.		532.954	116.725	1.018.988	609.493
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período.					
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral.	26.9	2.620.429	130.166	1.421.193	10.986
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período.		2.620.429	130.166	1.421.193	10.986
Otro resultado integral.		(6.998.805)	(250.686)	(7.510.896)	(1.778.059)
Total resultado integral.		8.863.202	24.952.329	(944.401)	8.159.381
Resultado integral atribuible a					
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora.		7.277.478	23.302.816	(1.830.633)	7.297.253
Resultado integral atribuible a participaciones no controladas.		1.585.724	1.649.513	886.232	862.128
Total resultado integral.		8.863.202	24.952.329	(944.401)	8.159.381

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
 ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
 Por los períodos de seis meses terminados al 30 de junio de 2020 y 2019 (no auditados)
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido M\$	Acciones propias en cartera 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 2020	1.538.604.559	0	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)									14.231.535	14.231.535	1.630.472	15.862.007
Otro resultado integral				1.543.920	(7.084.864)	(1.413.113)		(6.954.057)		(6.954.057)	(44.748)	(6.998.805)
Total resultado integral	0	0	0	1.543.920	(7.084.864)	(1.413.113)	0	(6.954.057)	14.231.535	7.277.478	1.585.724	8.863.202
Dividendos.								0	(1.864.271)	(1.864.271)		(1.864.271)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.			(3.219.555)					(3.219.555)	3.219.555	0	(355.570)	(355.570)
Total incremento (disminución) en el patrimonio	0	0	(3.219.555)	1.543.920	(7.084.864)	(1.413.113)	0	(10.173.612)	15.586.819	5.413.207	1.230.154	6.643.361
Patrimonio al final del ejercicio al 30 de junio de 2020	1.538.604.559	0	105.553.580	17.487.758	(5.622.928)	(5.190.407)	(82.417.262)	29.810.741	215.040.653	1.783.455.953	43.710.502	1.827.166.455

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
 ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
 Por los períodos de seis meses terminados al 30 de junio de 2020 y 2019 (no auditados)
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido M\$	Acciones propias en cartera 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 2019	1.541.487.324	(2.882.677)	114.027.487	(22.846.533)	(1.803.323)	(1.214.630)	(82.417.230)	5.745.771	257.886.018	1.802.236.436	41.828.069	1.844.064.505
Cambios en patrimonio												
Resultado integral												
Ganancia (pérdida)									23.821.742	23.821.742	1.381.273	25.203.015
Otro resultado integral				145.769	(351.930)	(312.765)		(518.926)		(518.926)	268.240	(250.686)
Total resultado integral	0	0	0	145.769	(351.930)	(312.765)	0	(518.926)	23.821.742	23.302.816	1.649.513	24.952.329
Dividendos.								0	(4.039.793)	(4.039.793)		(4.039.793)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.			(2.679.508)	41.091.047				38.411.539	2.679.508	41.091.047	(1.263.744)	39.827.303
Incremento (disminución) por transacciones con acciones propias en cartera.	(1.488.421)	1.488.421						0		0		0
Total incremento (disminución) en el patrimonio	(1.488.421)	1.488.421	(2.679.508)	41.236.816	(351.930)	(312.765)	0	37.892.613	22.461.457	60.354.070	385.769	60.739.839
Patrimonio al final del ejercicio al 30 de junio de 2019	1.539.998.903	(1.394.256)	111.347.979	18.390.283	(2.155.253)	(1.527.395)	(82.417.230)	43.638.384	280.347.475	1.862.590.506	42.213.838	1.904.804.344

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
 ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO
 Por los períodos de seis meses terminados al 30 de junio de 2020 y 2019 (no auditados)
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	del	01-01-2020	01-01-2019
	al	30-06-2020	30-06-2019
	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.		1.022.882.056	967.628.955
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas.		12.895.323	904.934
Otros cobros por actividades de operación.		16.655.302	20.092.725
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.		(860.109.091)	(795.660.421)
Pagos a y por cuenta de los empleados.		(33.327.376)	(35.064.048)
Otros pagos por actividades de operación.		(31.139.095)	(25.925.801)
Otros cobros y pagos de operación			
Dividendos recibidos.		22.031	1.415.193
Intereses recibidos.		8.585.139	7.840.230
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).		11.498.597	7.801.286
Otras entradas (salidas) de efectivo.		(1.529.239)	(10.025.514)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		146.433.647	139.007.539
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades.			(8.000.000)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.		338.226	8.787.694
Compras de propiedades, planta y equipo.		(76.608.148)	(35.723.796)
Compras de activos intangibles.		(4.352.638)	(4.472.562)
Importes procedentes de subvenciones del gobierno.			6.885.671
Otras entradas (salidas) de efectivo.			(781)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(80.622.560)	(32.523.774)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Total importes procedentes de préstamos.		632.074.147	350.288.005
- Importes procedentes de préstamos de largo plazo.		277.000.000	27.620.594
- Importes procedentes de préstamos de corto plazo.		355.074.147	322.667.411
Préstamos de entidades relacionadas.			13.927.662
Pagos de préstamos.		(413.216.038)	(401.048.317)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.		(23.414.296)	
Dividendos pagados.		(20.530.570)	(2.375.420)
Intereses pagados.		(39.717.839)	(38.508.854)
Otras entradas (salidas) de efectivo.			(4.549.177)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		135.195.404	(82.266.101)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios		201.006.491	24.217.664
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.		34.188	(38.494)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		201.040.679	24.179.170
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	6	56.197.328	4.807.944
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio		257.238.007	28.987.114

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
INDICE A LAS NOTAS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS
Correspondientes al 30 de junio de 2020 y 2019 (no auditados)

1.-	INFORMACIÓN GENERAL.	12
2.-	DESCRIPCIÓN DE LOS SECTORES DONDE PARTICIPA COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS.	14
2.1.-	Sector electricidad.	14
3.-	RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLÍTICAS CONTABLES.	22
3.1.-	Bases de preparación de los estados financieros consolidados intermedios.	22
3.2.-	Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas por Compañía General de Electricidad S.A.	23
3.3.-	Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2020, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.	24
3.4.-	Bases de consolidación.	25
3.5.-	Entidades subsidiarias.	28
3.6.-	Transacciones en moneda extranjera y unidades de reajuste.	30
3.7.-	Información financiera por segmentos operativos.	31
3.8.-	Propiedades, planta y equipo.	31
3.9.-	Propiedades de inversión.	33
3.10.-	Menor valor o plusvalía comprada (Goodwill).	33
3.11.-	Activos intangibles distintos de la plusvalía.	33
3.12.-	Costos por intereses.	35
3.13.-	Pérdidas por deterioro del valor de los activos.	35
3.14.-	Activos no corrientes mantenidos para la venta y grupos en disposición.	35
3.15.-	Activos financieros.	35
3.16.-	Inventarios.	39
3.17.-	Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	39
3.18.-	Efectivo y equivalentes al efectivo.	39
3.19.-	Capital social.	39
3.20.-	Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	39
3.21.-	Préstamos y otros pasivos financieros.	40
3.22.-	Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.	40
3.23.-	Obligaciones por beneficios post empleo u otros similares.	40
3.24.-	Provisiones.	42
3.25.-	Subvenciones estatales.	42
3.26.-	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.	43
3.27.-	Reconocimiento de ingresos.	43
3.28.-	Arrendamientos.	44
3.29.-	Distribución de dividendos.	45
3.30.-	Costo de ventas.	45
3.31.-	Estado de flujos de efectivo.	45
4.-	ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRÍTICOS DE LA ADMINISTRACIÓN.	45
4.1.-	Estimación del deterioro de la plusvalía comprada y activos no corrientes de vida útil indefinida.	45
4.2.-	Valor razonable de derivados y de otros instrumentos financieros.	46
4.3.-	Beneficios por Indemnizaciones por cese pactadas (PIAS) y premios por antigüedad.	46
4.4.-	Tasaciones de propiedades, planta y equipo.	46
4.5.-	Reconocimiento de ingresos y costos de energía - Efectos de Precios de Contratos de Suministro y de Precios de Subtransmisión.	47
4.6	Contingencia Covid-19	48

5.- POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.	48
5.1.- Riesgo financiero.	48
6.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.	53
6.1.- Composición del rubro.	53
6.2.- Detalles flujos de efectivo.	54
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
8.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.	57
8.1.- Composición del rubro.	57
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.	65
8.5.- Provisión y castigos.	66
8.6.- Número y monto de operaciones.	66
9.- CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.	67
9.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.	68
9.2.- Directorio y gerencia de la sociedad.	71
10.- INVENTARIOS.	72
10.1.- Información adicional de inventarios.	72
11.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.	72
12.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.	73
13.- INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.	74
13.1.- Composición del rubro.	74
13.2.- Sociedades con control conjunto.	75
13.3.- Inversiones en subsidiarias.	78
14.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTO DE LA PLUSVALÍA.	80
14.1.- Composición y movimientos de los activos intangibles.	80
14.2.- Activos intangibles con vida útil indefinida.	82
15.- PLUSVALIA.	83
16.- PROPIEDADES DE INVERSIÓN.	84
16.1.- Composición y movimientos de las propiedades de inversión.	84
16.2.- Conciliación entre tasación obtenida y tasación ajustada incluida en los estados financieros.	84
16.3.- Ingresos de propiedades de inversión.	84
17.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.	85
17.1.- Vidas útiles.	85
17.2.- Detalle de los rubros.	85
17.3.- Reconciliación de cambios en propiedades, planta y equipo.	88
17.4.- Política de inversiones en propiedades, planta y equipo.	89
17.5.- Costo por intereses.	89
17.6.- Información a considerar sobre los activos revaluados.	89
18.- DETERIORO DE ACTIVOS.	91
18.1.- Prueba de deterioro de propiedad, planta y equipos, plusvalía comprada y otros activos intangibles de vida útil indefinida.	91
18.2.- Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor.	92

19.- IMPUESTOS DIFERIDOS.	93
19.1.- Activos por impuestos diferidos.	93
19.2.- Pasivos por impuestos diferidos.	93
19.3.- Movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera.	94
19.4.- Compensación de partidas.	95
20.- OTROS PASIVOS FINANCIEROS.	96
20.1.- Clases de otros pasivos financieros.	96
20.2.- Préstamos bancarios - desglose de monedas y vencimientos.	97
20.3.- Obligaciones con el público. (Bonos)	99
21.- CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.	100
21.1.- Pasivos acumulados (o devengados).	100
21.2.- Información cuentas comerciales y otras cuentas por pagar con pagos al día y con plazos vencidos.	100
22.- OTRAS PROVISIONES.	101
22.1.- Provisiones – saldos.	101
22.2.- Movimiento de las provisiones.	102
23.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.	103
23.1.- Detalle del rubro.	103
23.2.- Detalle de las obligaciones post empleo y similares.	103
23.3.- Balance de las obligaciones post empleo y similares.	103
23.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados.	103
23.5.- Hipótesis actuariales.	104
24.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.	104
24.1.- Ingresos diferidos.	104
25.- PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS.	105
25.1.- Obligaciones por arrendamientos.	105
25.2.- Activos por derecho de uso.	106
26.- PATRIMONIO NETO.	106
26.1.- Gestión de capital.	106
26.2.- Capital suscrito y pagado.	107
26.3.- Número de acciones suscritas y pagadas.	107
26.4.- Dividendos.	107
26.5.- Reservas.	107
26.6.- Ganancias (pérdidas) acumuladas.	108
26.7.- Participaciones no controladoras.	109
26.8.- Transacciones con participaciones no controladoras.	110
26.9.- Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales.	110
27.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.	111
27.1.- Ingresos ordinarios.	111
27.2.- Otros ingresos, por función.	111
28.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES.	112
28.1.- Gastos por naturaleza.	112
28.2.- Gastos de personal.	112
28.3.- Depreciación y amortización.	112
28.4.- Otras ganancias (pérdidas).	113

29.- RESULTADO FINANCIERO.	113
29.1.- Composición ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera.	114
29.2.- Composición unidades de reajuste.	114
30.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.	114
30.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	115
30.2.- Localización del efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	115
30.3.- Conciliación entre el resultado por impuestos a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.	115
30.4.- Efecto en los resultados integrales por impuestos a las ganancias.	116
31.- GANANCIAS POR ACCIÓN.	116
32.- INFORMACIÓN POR SEGMENTO.	116
32.1.- Criterios de segmentación.	116
32.2.- Cuadros patrimoniales.	117
32.3.- Cuadros de resultados por segmentos.	119
32.4.- Flujos de efectivo por segmento por método directo.	121
33.- SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA.	122
33.1.- Resumen de saldos en moneda extranjera.	122
33.2.- Saldos en moneda extranjera, activos.	123
33.3.- Saldos en moneda extranjera, pasivos.	124
34.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.	125
34.1.- Juicios y otras acciones legales.	125
34.2.- Sanciones administrativas.	135
34.3.- Sanciones.	138
34.4.- Restricciones.	138
35.- GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.	143
36.- DISTRIBUCIÓN DEL PERSONAL.	143
37.- MEDIO AMBIENTE.	143
38.- NIIF 5 - ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA Y OPERACIONES DISCONTINUADAS.	153
38.1.- Bienes del rubro propiedades planta y equipos.	153
38.2.- Discontinuación de distribución eléctrica de sociedades de control conjunto argentinas y el negocio de transmisión de Transemel en Chile.	153
39.- HECHOS POSTERIORES.	156

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS
Correspondientes al 30 de junio de 2020 y 2019. (no auditados)

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", 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 30 de junio de 2020 los principales accionistas de NATURGY ENERGY GROUP S.A son Criteria Caixa, que de manera directa posee el 20,8% y en forma indirecta el 3,7% a través de Energía Boreal; CVC Capital Partners a través de Rioja Bidco Shareholdings con 20,4% y Global Infraestructure Management con 20,3% a través del fondo de inversión GIP.

La emisión de estos estados financieros consolidados intermedios correspondientes al período terminado al 30 de junio de 2020 ha sido aprobada en Sesión de Directorio de fecha 21 de julio de 2020, 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 3.033.275 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 5.512 GWh al 30 de junio de 2020.

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 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.

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., María Elena Solar S.A., OPDE Chile SpA, Puelche Sur Eólica SpA, Tchamma Eólica SpA, WPD Duqueco SpA, WPD Malleco II SpA, WPD Malleco SpA, WPD Negrete SpA, WPD Santa Fe SpA, Energía Renovable Verano Tres Spa, Cox Energía Spa, Atacama Energy Holdings SpA 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 térmicas 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 tres componentes:

- Precio de Nudo: Corresponde al precio aplicable a la compra de energía para consumos regulados. Dicho valor es fijado por la autoridad en el punto de interconexión de las instalaciones de transmisión con las de distribución, considerando el precio de los contratos de suministro que hayan suscrito las distribuidoras como resultado de las licitaciones realizadas;
- Cargos por el uso de los Sistemas de Transmisión;
- Cargo por Servicio Público y;
- Valor Agregado de Distribución (VAD), que permite cubrir los costos de operación y mantenimiento del sistema de distribución, los correspondientes costos de comercialización y rentar sobre todas sus instalaciones.

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

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

El Valor Agregado de Distribución retribuye:

- Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independiente de su consumo;
- Pérdidas medias de distribución en potencia y energía;
- Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de inversión se calculan considerando el Valor Nuevo de Reemplazo, de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y una tasa de actualización determinada en cada proceso tarifario, la que no puede ser inferior al 6% ni superior al 8% real anual después de impuestos¹.

Para la determinación del VAD, en conformidad con el procedimiento definido en la Ley N° 21.194², el estudio de costos debe ser licitado y adjudicado, siendo ejecutado y supervisado por un comité integrado por representantes de las distribuidoras, dos representantes del Ministerio de Energía y dos representantes de la Comisión Nacional de Energía.

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

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

Dada la existencia de economías de escala en la actividad de distribución de electricidad, las empresas alcanzan anualmente rendimientos crecientes en función del aumento de sus 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.

¹ Esta tasa entrará en vigencia a contar del próximo proceso tarifario, correspondiente al cuatrienio 2020-2024. Actualmente la tasa es del 10% real antes de impuestos.

² Este procedimiento se aplicará en el próximo proceso tarifario, correspondiente al cuatrienio 2020-2024.

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, mediante el cual 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 nuevas tarifas de servicios no consistentes en suministro de energía que se efectúe con ocasión del proceso de fijación de tarifas de suministro de distribución, debe hacerse sobre la base de los estudios de costos del valor agregado de distribución y de criterios de eficiencia, debiendo ser plenamente coherentes. Dicha coherencia se funda en el hecho que una misma empresa es la que provee el servicio de distribución así como los servicios no consistentes en suministro de energía.

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

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

2.1.2.- Distribución de electricidad en Argentina.

En Argentina, CGE a través de su empresa relacionada ENERGIA SAN JUAN, abastece a 238.710 clientes distribuidos en la provincia de San Juan, con ventas físicas que alcanzaron a 809 GWh acumulados al 30 de junio de 2020.

Demanda:

Tal como en el caso de Chile, la demanda eléctrica está influenciada por el incremento del consumo, el cual se relaciona directamente con el desarrollo económico de las provincias donde CGE desarrolla su actividad de distribución de electricidad. En los últimos años se han percibido signos de estabilidad en el crecimiento de las ventas físicas de energía, lo que se traduce en que el riesgo asociado a la evolución de la demanda no es significativo.

Precios:

Desde el punto de vista regulatorio, la industria eléctrica argentina está organizada en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI), similar al de Chile. A las empresas de distribución de energía eléctrica se les garantiza un área específica de concesión, dentro de la cual son responsables de distribuir y comercializar energía eléctrica a todos aquellos usuarios que, de acuerdo a la normativa regulatoria, no pudieren acceder directamente al Mercado Eléctrico Mayorista. Las tarifas de distribución para clientes finales comprenden un cargo fijo y un cargo variable por energía. Para las medianas y grandes demandas se establecen además, cargos explícitos por potencia y por uso de la red de distribución. Los cargos variables por energía y por potencia son calculados cada tres meses y coinciden con las fechas en que se fijan los precios estacionales por parte de la Secretaría de Energía del Gobierno Central.

Luego que, en el año 2002, se promulgaran leyes provinciales que significaron un impacto negativo para CGE, durante los años 2006 y 2007 se acordó renegociar con los gobiernos provinciales los respectivos contratos de concesión, lo que permitió incrementar las tarifas medias para usuarios finales. Suscritas dichas renegociaciones y bajo la vigencia de los términos y condiciones de dichos acuerdos, se ha reducido el factor de incertidumbre que afectaba a las inversiones de CGE en este país.

En general los modelos de negocio que se utilizan están basados en tarifas máximas, "Price Cap", estableciéndose períodos tarifarios quinquenales. Durante esos períodos quinquenales, en general con frecuencia semestral, además se realizan ajustes por precios para adecuar las tarifas ante cambios en el poder adquisitivo de la moneda.

Como medidas directas del nuevo gobierno, el 23 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial la Ley N° 27.541 de "Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el marco de Emergencia Pública" y el Decreto N° 58/2019 que la promulgó. Asimismo, el 28 de diciembre de 2019 se publicó el Decreto N° 99/2019 con las regulaciones para la implementación de la Ley. Las reformas introducidas procuran reactivar las áreas económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social, y facultan al Poder Ejecutivo Nacional (PEN) a llevar adelante las gestiones y los actos necesarios para recuperar y asegurar la sostenibilidad de la deuda pública de la República Argentina.

La Ley faculta al PEN a mantener las tarifas de electricidad y gas natural que estén bajo jurisdicción federal y a iniciar un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente o iniciar una revisión de carácter extraordinario, a partir de la vigencia de la presente ley y por un plazo máximo de hasta ciento ochenta (180) días, propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020. Asimismo, se invita a las provincias a adherir a estas políticas de mantenimiento de los cuadros tarifarios y renegociación o revisión de carácter extraordinario de las tarifas de las jurisdicciones provinciales.

También se faculta al PEN a intervenir administrativamente el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) y el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) por el término de un año.

En uso de las facultades delegadas, el gobierno anunció la suspensión de cualquier actualización de las tarifas de electricidad y gas por los 180 días previstos en la Ley. Sobre estos puntos, se destaca que el Poder Concedente de Energía San Juan S.A. es la Provincia de San Juan, siendo el regulador el Ente Provincial Regulador de la Electricidad (EPRE). La provincia de San Juan no se ha adherido a estas políticas de mantenimiento de tarifas, ni se ha modificado el marco regulatorio vigente.

2.1.3. 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 adjudicado y supervisado por un Comité integrado por un representante del Ministerio de Energía, uno de la Comisión Nacional de Energía, uno del Sistema de Transmisión Nacional, uno 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 inicia 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.

³ Esta tasa entrará en vigencia a contar del próximo proceso de tarifación, correspondiente al cuatrienio 2020-2023. Actualmente la tasa es del 10% real antes de impuestos

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

2.1.4. 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 períodos y ejercicios presentados, a menos que se indique lo contrario.

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

Los presentes estados financieros consolidados intermedios de Compañía General de Electricidad S.A. al 30 de junio de 2020 y 2019 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 30 de junio de 2019, se han efectuado reclasificaciones menores para facilitar su comparación con el período terminado al 30 de junio de 2020. Estas reclasificaciones no modifican el resultado ni el patrimonio del ejercicio anterior.

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

Los siguientes estándares, interpretaciones y enmiendas son obligatorios por primera vez para los ejercicios iniciados el 1 de enero de 2020.

3.2.1.- “Marco Conceptual”. El IASB emitió el Marco Conceptual (revisado) en marzo de 2018. Este incorpora algunos nuevos conceptos, provee definiciones actualizadas y criterios de reconocimiento para activos y pasivos y aclara algunos conceptos importantes.

Los cambios al Marco Conceptual pueden afectar la aplicación de NIIF cuando ninguna norma aplica a una transacción o evento particular.

3.2.2.- NIIF 3 “Combinaciones de Negocios”. El IASB emitió enmiendas en cuanto a la definición de un negocio en NIIF 3, para ayudar a las entidades a determinar si un conjunto adquirido de actividades y activos es un negocio o no. El IASB aclara cuales son los requisitos mínimos para definir un negocio, elimina la evaluación respecto a si los participantes del mercado son capaces de reemplazar cualquier elemento faltante, incluye orientación para ayudar a las entidades a evaluar si un proceso adquirido es sustantivo, reduce las definiciones de un negocio y productos e introduce una prueba de concentración de valor razonable opcional.

Las enmiendas se tienen que aplicar a las combinaciones de negocios o adquisiciones de activos que ocurran en o después del comienzo del primer periodo anual de presentación de reporte que comience en o después del 1 de enero de 2020. En consecuencia, las entidades no tienen que revisar aquellas transacciones ocurridas en periodos anteriores.

3.2.3.- NIC 1 “Presentación de Estados Financieros” y NIC 8 “Políticas Contables, Cambios en la Estimaciones Contables y Errores”. En octubre de 2018, el IASB emitió enmiendas a NIC 1 y NIC 8, para alinear la definición de “material” en todas las normas y para aclarar ciertos aspectos de la definición. La nueva definición establece que, la información es material si omitirla, declararla erróneamente o esconderla razonablemente podría esperarse que influya en las decisiones que los usuarios primarios de los estados financieros de propósito general toman con base en esos estados financieros, los cuales proporcionan información financiera acerca de una entidad específica que reporta.

Las enmiendas deben ser aplicadas prospectivamente.

3.2.4.- Enmienda a NIIF 9 “Instrumentos financieros” y NIC 39 “Instrumentos financieros: Reconocimiento y medición” y NIIF 7 “Instrumentos financieros: información a revelar”. En septiembre de 2019, el IASB emitió enmiendas a las normas NIIF 9, NIC 39 y NIIF 7, que concluye la primera fase de su trabajo para responder a los efectos de la reforma de las tasas de oferta interbancarias en la información financiera. Las enmiendas proporcionan excepciones temporales que permiten que la contabilidad de coberturas continúe durante el periodo de incertidumbre, previo al reemplazo de las tasas de interés de referencia existentes por tasas alternativas de interés casi libres de riesgo.

Las enmiendas deben ser aplicadas retrospectivamente. Sin embargo, cualquier relación de cobertura que haya sido previamente descontinuada, no puede ser reintegrada con la aplicación de estas enmiendas, ni se puede designar una relación de cobertura usando el beneficio de razonamiento en retrospectiva. La aplicación anticipada es permitida y debe ser revelada.

- 3.2.5.- Enmienda a NIIF 16 “Arrendamientos”. En mayo de 2020, el IASB emitió enmiendas a las normas NIIF 16, para facilitar a los arrendatarios la contabilización de cambios en el contrato por efecto de la pandemia declarada por el COVID-19.

La enmienda exige a los arrendatarios de tener que considerar contratos de arrendamiento individuales y les permite contabilizar los cambios del alquiler como si no fueran modificaciones al contrato.

Como solución práctica, la enmienda da la opción al arrendatario de contabilizar los cambios en los pagos del alquiler procedentes de las reducciones relacionadas con el COVID-19 de la misma forma que contabilizaría el cambio como si no fuera una modificación al contrato de arrendamiento.

La enmienda entra en vigencia el 1 de junio de 2020, pero, para garantizar que la ayuda esté disponible cuando más se necesita, los arrendatarios pueden aplicar la enmienda de inmediato en cualquier estado financiero, ya sea provisional o anual, que aún no esté autorizado para su emisión.

- 3.3.- Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2020, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.

- 3.3.1.- 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 NIIF 17 es efectiva para períodos de reporte que empiezan en o después de 1 de enero de 2021, con cifras comparativas requeridas.

- 3.3.2.- 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.

- 3.3.3.- 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 renegociarse. En este contexto, es importante resaltar que las enmiendas deben aplicarse retrospectivamente.

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 intermedios del Grupo CGE en el ejercicio de su primera aplicación.

3.4.- Bases de consolidación.

3.4.1.- Subsidiarias o filiales.

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

3.4.2.- Transacciones y participaciones no controladoras.

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

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

3.4.3.- Negocios conjuntos.

Los negocios 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.

3.4.4.- Asociadas o coligadas.

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

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

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

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

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

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

3.5.- Entidades subsidiarias.

3.5.1.- Entidades de consolidación directa.

Rut	Nombre sociedad	País	Domicilio subsidiaria	Moneda funcional	Porcentaje de participación en el capital y en los votos			
					30-06-2020			31-12-2019
					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%
99.548.260-6	CGE Argentina S.A.	Chile	Teatinos 280 Piso 2, Santiago	CL \$	99,99164%	0,00000%	99,99164%	99,99164%
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%

3.5.2.- Entidades de consolidación indirecta.

Los estados financieros de las subsidiarias que además consolidan incluyen las siguientes sociedades:

Rut	Nombre sociedad	País	Domicilio sociedad	Moneda funcional	Subsidiaria de	Porcentaje de Participación de			
						30-06-2020		31-12-2019	
						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%
0-E	Agua Negra S.A.	Argentina	Avda. De Mayo 645, Buenos Aires	AR \$	CGE Argentina S.A.	100,00000%	99,99164%	100,00000%	99,99164%
0-E	Energía San Juan S.A.	Argentina	Mendoza 50 Sur, San Juan	AR \$	Agua Negra S.A.	99,99999%	99,99999%	99,99999%	99,99999%

3.5.3.- Cambios en el perímetro de consolidación.

3.5.3.1 Perímetro de consolidación directo.

Los siguientes cambios se han producido en el perímetro de consolidación directo de nuestras subsidiarias para el período terminado al 30 de junio de 2020 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2019:

Con fecha 1 de octubre de 2019 la Sociedad enajenó 625.250.732 acciones representativas del 99,99999% de Transemel S.A: a las sociedades Apolo Chile SpA y Aerio Chile SpA, ambas controladas por la sociedad portuguesa REN – REDES ENERGÉTICAS NACIONAIS, SGPS, S.A.

No existen otros cambios en el perímetro de consolidación directo al 30 de junio de 2020 y 31 de diciembre de 2019.

3.5.3.2 Perímetro de consolidación indirecto.

Con fecha 11 de noviembre de 2019 se procedió a la liquidación de la sociedad Los Andes Huarpes S.A.

No existen otros cambios en el perímetro de consolidación indirecto al 30 de junio de 2020 y 31 de diciembre de 2019.

3.5.4.- Entidades asociadas y control conjunto contabilizadas mediante el método de la participación.

3.5.4.1.- Entidades control conjunto

Rut	Nombre sociedad	País	Domicilio sociedad	Moneda funcional	Sociedad control conjunto de	Porcentaje de Participación de			
						30-06-2020		31-12-2019	
						Subsidiaria	CGE	Subsidiaria	CGE
0-E	Gascart S.A.	Argentina	Jean Jaures 216, Buenos Aires	AR \$	CGE Argentina S.A - CGE S.A.	50,00000%	49,99589%	50,00000%	49,99589%
0-E	Gasnor S.A.	Argentina	Jean Jaures 216, Buenos Aires	AR \$	CGE Argentina S.A.	2,60000%	2,59978%	2,60000%	2,59978%
0-E	Gasmarket S.A.	Argentina	Jean Jaures 216, Buenos Aires	AR \$	CGE Argentina S.A.	50,00000%	49,99582%	50,00000%	49,99582%

Con fecha 10 de julio de 2019, CGE y su filial CGE Argentina S.A. ("CGEA") celebraron un contrato de permuta con la Sociedad Argentina Cartellone Energía y Concesiones S.A. (CECSA), en virtud del cual, sujeto a los términos y condiciones pactados para el cierre, CGE y CGEA enajenó a CECSA sus participaciones accionarias directas e indirectas en las empresas distribuidoras de electricidad que operan en el Noroeste de Argentina, Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A. (EDET), Empresa Jujeña de Energía S.A. (EJESA) y Empresa Jujeña de Sistemas Energéticos Dispersos S.A. (EJSEDSA) y a su vez CGE y CGEA adquirió las participaciones accionarias directas e indirectas que poseía CECSA en las empresas distribuidoras y comercializadoras de gas argentinas Gasnor S.A. y Gasmarket S.A., que operan también en la zona Noroeste de Argentina.

En virtud del contrato, CGE y CGEA enajenaron a CECSA el total de sus participaciones, directas e indirectas en las distribuidoras de electricidad y subsidiarias (50% de la propiedad accionaria de EDET y 45% de la propiedad accionaria de EJESA y EJSEDSA), y adquirieron el total de la participación accionaria de CECSA y sus afiliadas en las empresas de gas referidas (50% de la propiedad accionaria de Gasnor S.A. y Gasmarket S.A.).

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

3.6.1.- Moneda funcional y de presentación.

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

3.6.2.- Transacciones y saldos.

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

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

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

3.6.3.- Bases de conversión.

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

Fecha	CL \$ / US \$	CL \$ / EUR \$	CL \$ / UF	CL \$ / AR \$
30-06-2020	821,23	922,73	28.696,42	11,66
31-12-2019	748,74	839,58	28.309,94	12,51
30-06-2019	679,15	772,11	27.903,30	16,00

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

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

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

- Los activos y pasivos de cada estado de situación financiera presentado se convierten al tipo de cambio de cierre de cada 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.

3.7.- Información financiera por segmentos operativos.

La información por segmentos se presenta de manera consistente con los informes internos proporcionados a los responsables de tomar las decisiones operativas relevantes. Dichos ejecutivos son los responsables de asignar los recursos y evaluar el rendimiento de los segmentos operativos, 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.

3.8.- 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.

3.9.- Propiedades de inversión.

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

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

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

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

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

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

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

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

3.11.- Activos intangibles distintos de la plusvalía.

3.11.1.- Marcas comerciales y licencias.

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

3.11.2.- Servidumbres.

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

3.11.3.- Concesiones de servicios públicos.

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

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

Las concesiones de distribución de electricidad en la República de Argentina se valoran de acuerdo a CINIIF 12 y se amortizan en el plazo estipulado en los respectivos contratos de concesión en los cuales se revierten al Estado Argentino los activos concesionados. Estos activos se someten a pruebas por deterioro de valor, toda vez que existan indicios de potencial deterioro.

3.11.4.- Programas informáticos.

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

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

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

3.11.5.- Gastos de investigación y desarrollo.

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

- Técnicamente, es posible completar la producción del activo intangible de forma que pueda estar disponible para su utilización o su venta;

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

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

3.12.- Costos por intereses.

Los costos por intereses incurridos para la construcción de cualquier activo calificado se capitalizan durante el periodo de tiempo que es necesario para completar y preparar el activo para el uso que se pretende. Otros costos por intereses se registran en resultados (costos financieros).

3.13.- 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.

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

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

3.15.- 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.

3.15.1.- Clasificación y medición.

El Grupo CGE mide inicialmente un activo financiero a su valor razonable más, en el caso de un activo financiero que no se encuentra al valor razonable con cambios en resultados, los costos de transacción.

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

La clasificación y medición de los activos financieros de deuda del Grupo CGE son los siguientes:

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

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

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

La 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.

3.15.2.- Deterioro.

La NIIF 9 requiere que el Grupo CGE registre las pérdidas crediticias esperadas de todos sus títulos de deuda, préstamos y deudores comerciales, ya sea sobre una base de 12 meses o de por vida. El Grupo CGE 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.

3.15.3.- Contabilidad de cobertura.

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

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

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

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

3.15.3.1.- Coberturas de valor razonable.

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

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

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

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

3.15.3.2.- Coberturas de flujos de efectivo.

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

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

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

3.15.3.3.- Cobertura de inversión neta en el exterior.

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

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

3.15.3.4. Derivados a valor razonable a través de resultados.

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

3.16.- Inventarios.

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

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.

3.17.- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

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

3.18.- Efectivo y equivalentes al efectivo.

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

3.19.- Capital social.

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

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

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

Las cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes se reconocen a su valor nominal, ya que su plazo medio de pago es reducido y no existe diferencia material con su valor razonable.

3.21.- Préstamos y otros pasivos financieros.

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

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

3.22.- Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.

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

El 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, en los países en los que las subsidiarias y asociadas de Compañía General de Electricidad S.A. operan y generan renta gravable.

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.

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

3.23.1.- Vacaciones del personal.

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

3.23.2.- Beneficios post jubilatorios.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

3.23.5.- Premios de antigüedad.

Compañía General de Electricidad S.A. tiene pactado en algunas subsidiarias premios pagaderos a los empleados, toda vez que éstos cumplan 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 períodos en los cuales ocurren. No son reciclados posteriormente.

3.23.6.- Participación en las utilidades.

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

3.24.- Provisiones.

Compañía General de Electricidad S.A. reconoce una provisión cuando está obligado contractualmente o cuando existe una práctica del pasado que ha creado una obligación asumida.

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

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

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

3.25.- Subvenciones estatales.

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

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

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

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

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

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

3.27.- Reconocimiento de ingresos.

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

3.27.1.- 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.

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

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

3.27.3.- Ventas de bienes.

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

3.27.4.- Ingresos por intereses.

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

3.27.5.- Ingresos por dividendos de inversiones temporales.

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

3.27.6.- Ingresos por construcción de obras.

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

3.28.- Arrendamientos.

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

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

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

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

Cuando 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.

3.29.- Distribución de dividendos.

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

3.30.- Costo de ventas.

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

3.31.- Estado de flujos de efectivo.

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

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

El Grupo CGE no ha registrado transacciones que no representan movimientos de efectivo relacionadas con inversión o financiamiento al 30 de junio de 2020 y 31 de diciembre de 2019. 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 período se presentan a continuación.

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

Compañía General de Electricidad S.A. evalúa anualmente si la plusvalía mercantil ha sufrido algún deterioro, de acuerdo con la política contable que se describe en la Nota 3.13. Los montos recuperables de las unidades generadoras de efectivo han sido determinados sobre la base de cálculos de sus valores en uso. Los resultados de las estimaciones efectuadas al 31 de diciembre de 2019 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 y estimaciones de vidas útiles, 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 28 de septiembre de 2018, el 6 de mayo de 2019 y el 5 de octubre de 2019 fueron publicados los Decretos N° 7T-2018, N° 20T-2018 y N° 7T-2019, 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 y 1 de julio de 2019, respectivamente.

El 2 de noviembre de 2019 fue publicada en el Diario Oficial la Ley 21.185 que crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes regulados. Esta ley considera esencialmente:

- Entre el 1 de julio de 2019 y el 31 de diciembre de 2020, los precios que las distribuidoras traspasarán a sus clientes corresponderán a los de enero de 2019 (PEC, precio estabilizado a clientes regulados).
- 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.

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 y 1 de julio 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, 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. Sin embargo, aunque prevemos que los resultados financieros de la compañía, en lo que resta del año se puedan ver afectados negativamente, actualmente no es posible estimar todos los eventuales impactos en la operación del negocio y/o en la condición financiera de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias. 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 ajustando estas negativamente.

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 30 de junio de 2020, el stock de deuda en moneda extranjera, en su totalidad en pesos argentinos, alcanza a M\$3.346.175. En consecuencia, el riesgo de variación de tipo de cambio sólo afecta al 0,23% de la deuda financiera total, lo que implica que el 99,77%no está afecto a la volatilidad del tipo de cambio.

Tipo de deuda	30-06-2020		31-12-2019	
	M\$	%	M\$	%
Deuda en CL\$	878.681.421	59,75%	647.809.744	52,26%
Deuda en unidades de fomento	174.195.960	11,84%	171.760.917	13,86%
Deuda en unidades de fomento con cobertura	414.485.765	28,18%	413.504.910	33,36%
Deuda en moneda extranjera - m/e	3.346.175	0,23%	6.443.704	0,52%
Total deuda financiera	1.470.709.321	100,00%	1.239.519.275	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 87,93% del total de deuda financiera queda fijada en CLP.

A continuación, se efectúa un análisis de sensibilidad sobre aquella parte de la deuda expresada en moneda extranjera que no posee algún instrumento de cobertura asociado, con el objeto de determinar el impacto en los resultados de CGE y sus subsidiarias ante la variación en el tipo de cambio.

Al 30 de junio de 2020, el valor del peso argentino se ubicó en \$11,66, es decir un 6,79% menor al valor de cierre al 31 de diciembre de 2019, fecha en que alcanzó un valor de \$12,51.

Sensibilización tipo de cambio de cierre	Variación %	t/c	Deuda en moneda extranjera		Efecto t/c
	t/c	cierre	MARS	M\$	M\$
Saldos al 30 de junio de 2020		11,66	286.979	3.346.175	
	-1%	11,54	286.979	3.312.713	33.462
	1%	11,78	286.979	3.379.637	(33.462)

Se estima que el impacto de un alza de un 1% en la tasa de cambio del peso chileno con respecto al peso argentino al cierre del periodo habría generado un impacto negativo en M\$33.462 en la utilidad antes de impuesto de CGE y un impacto positivo de la misma magnitud ante una disminución del tipo de cambio.

5.1.2.- Riesgo de variación unidad de fomento.

En el periodo terminado el 30 de junio de 2020, Compañía General de Electricidad y sus subsidiarias mantienen un 11,84% 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 30 de junio de 2020, el resultado antes de impuestos habría disminuido en M\$ 1.741.960 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 30 de junio de 2020, la deuda financiera de la Compañía y de sus subsidiarias se estructura en un 39,5% a tasa variable. Se estima que un incremento de 100 puntos bases en las tasas de interés variables en base anual hubiese significado un mayor gasto financiero de M\$5.619.422.

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 85,2% 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	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	Más de 3 años y hasta 6 años	Más de 6 años y hasta 10 años	Más de 10 años	Total
30-06-2020	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Bancos	223.743.874	642.011.548	65.271.856			931.027.278
Bonos	31.242.863	70.885.713	197.684.382	194.045.752	300.666.819	794.525.528
Total	254.986.737	712.897.261	262.956.238	194.045.752	300.666.819	1.725.552.806
Porcentualidad	15%	41%	15%	11%	17%	100%

Capital e intereses con proyección futura de flujo de caja	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	Más de 3 años y hasta 6 años	Más de 6 años y hasta 10 años	Más de 10 años	Total
31-12-2019	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Bancos	133.211.940	380.429.099	186.169.127			699.810.166
Bonos	31.013.718	60.877.655	193.800.511	207.892.578	305.795.256	799.379.718
Total	164.225.657	441.306.755	379.969.638	207.892.578	305.795.256	1.499.189.884
Porcentualidad	11%	29%	25%	14%	20%	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 suspensión de este, respecto de los clientes sujetos a fijación de precios, establecida en la Ley General de Servicios Eléctricos, transcurridos 45 días contados 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 4,1 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 5,09% del total de Ingresos Operacionales anuales.

Conceptos	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Ingresos operacionales. (últimos 12 meses)	1.854.376.823	1.800.759.943
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar bruto.	761.629.060	653.936.895
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas.	112.355.341	98.091.564
Rotación cuentas por cobrar. (meses)	4,1	3,7
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales.	5,09%	4,58%

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, ha resultado en un aumento del riesgo de crédito, asociado al empeoramiento de las condiciones económicas, expectativas de baja en el PIB y aumento del desempleo, 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 30 de junio de 2020, el cual compara su valor libro en relación a su valor justo:

Deuda al 30 de junio de 2020	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor justo M\$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos.	882.027.596	751.716.219	-14,77%
Bonos	588.681.725	696.103.227	18,25%
Total pasivo financiero	1.470.709.321	1.447.819.447	-1,56%
Deuda al 31 de diciembre de 2019	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor justo M\$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos.	654.253.448	653.722.270	-0,08%
Bonos	585.265.827	679.060.583	16,03%
Total pasivo financiero	1.239.519.275	1.332.782.853	7,52%

*Incluye pasivos de cobertura Bonos en UF

5.1.7. 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 al 30 de junio 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 30 de junio de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es la siguiente:

Clases de efectivo y equivalentes al efectivo	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Efectivo		
Efectivo en caja.	477.338	407.201
Saldos en bancos.	63.980.889	3.061.478
Total efectivo.	64.458.227	3.468.679
Equivalente al efectivo		
Depósitos a corto plazo, clasificado como equivalentes al efectivo.	142.534.830	28.000.000
Otros equivalentes al efectivo (*).	50.244.950	24.728.649
Total equivalente al efectivo.	192.779.780	52.728.649
Total	257.238.007	56.197.328
(*) Otros equivalentes al efectivo	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Cuotas de fondos mutuos.	50.244.950	24.728.649
Total otros equivalentes al efectivo.	50.244.950	24.728.649

La composición del rubro por tipo de monedas al 30 de junio de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es la siguiente:

Información del efectivo y equivalentes al efectivo por moneda	Moneda	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Monto del efectivo y equivalente al efectivo.	CL \$	255.749.479	55.272.107
	US \$	477.428	718.364
	AR \$	1.010.296	206.109
	EUR \$	804	748
Total		257.238.007	56.197.328

El efectivo y equivalentes al efectivo incluido en los estados consolidados de situación financiera al 30 de junio de 2020 y 2019 no difieren del presentado en los estados consolidados de flujos de efectivo. A la fecha no existen restricciones sobre el efectivo y equivalente al efectivo.

6.2.- Detalles flujos de efectivo.

El siguiente es el detalle de la composición de los otros cobros y pagos por actividades de la operación al 30 de junio de 2020 y 2019.

Detalle partidas flujo de efectivo	01-01-2020	01-01-2019
	30-06-2020	30-06-2019
	M\$	M\$
Otros cobros por actividades de operación		
Cobro de reliquidación de tarifas de subtransmisión	16.579.043	20.018.859
Otros cobros	76.259	73.866
Total otros cobros por actividades de operación	16.655.302	20.092.725

Detalle partidas flujo de efectivo	01-01-2020	01-01-2019
	30-06-2020	30-06-2019
	M\$	M\$
Otros pagos por actividades de operación		
Pago de IVA - Impuesto único - Impuestos 2da categoría - Impuesto adicional	(24.494.181)	(19.160.138)
Pago de IVA, débito y crédito bancario e impuestos municipales Argentina	(6.444.878)	(6.743.074)
Otros pagos (multas, indemnizaciones, juicios)	(200.036)	(22.589)
Total otros pagos por actividades de operación	(31.139.095)	(25.925.801)

7.- OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

La composición del rubro al 30 de junio de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es la siguiente:

Otros activos financieros	30-06-2020		31-12-2019	
	Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Activos de cobertura.	11.683.830	2.335.371	11.855.252	6.540.435
Activos financieros disponibles para la venta.		175.001		175.001
Total	11.683.830	2.510.372	11.855.252	6.715.436

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 el rubro "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 30 de junio de 2020 y 31 de diciembre de 2019.

Activos de coberturas corrientes y no corrientes					Valor justo			
Sociedad	Tipo de contrato	Tipo de cobertura	Riesgo de cobertura	Partida cubierta	Corrientes		No corrientes	
					30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$	30-06-2020 M\$	31-12-2019 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	11.683.830	11.855.252	2.335.371	6.540.435
Total					11.683.830	11.855.252	2.335.371	6.540.435

Pasivos de coberturas corrientes y no corrientes					Valor justo			
Sociedad	Tipo de contrato	Tipo de cobertura	Riesgo de cobertura	Partida cubierta	Corrientes		No corrientes	
					30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$	30-06-2020 M\$	31-12-2019 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	1.839.261	1.989.786	0	0
Total					1.839.261	1.989.786	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 30 de junio de 2020 y 31 de diciembre de 2019, corresponden solamente a instrumentos de patrimonio y su detalle es el siguiente:

Detalle de los instrumentos de patrimonio					No corrientes	
R.U.T	Sociedad	Número de acciones	Porcentaje participación		30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$
			30-06-2020	31-12-2019		
76.139.483-5	SCX Bolsa de Clima de Santiago	50.000	5,00000%	5,00000%	175.001	175.001
Total					175.001	175.001

7.3.- Jerarquías del valor razonable.

Los instrumentos financieros que han sido contabilizados a valor razonable en el estado de situación financiera al 30 de junio de 2020 y 31 de diciembre de 2019 han sido medidos en base a las metodologías previstas en la NIIF 9. Dichas metodologías aplicadas para cada clase de instrumentos financieros se clasifican según su jerarquía de la siguiente manera:

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

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 30 de junio de 2020 y 31 de diciembre de 2019, en la medida que existan saldos vigentes a la fecha de cierre de los estados financieros consolidados.

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

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:		
Activos financieros	30-06-2020		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de efectivo	11.683.830	2.335.371		14.019.201	
Total	11.683.830	2.335.371	0	14.019.201	0

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:		
Activos financieros	31-12-2019		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de efectivo	11.855.252	6.540.435		18.395.687	
Total	11.855.252	6.540.435	0	18.395.687	0

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

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:		
Pasivos financieros	30-06-2020		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de efectivo.	1.839.261			1.839.261	
Total	1.839.261	0	0	1.839.261	0

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:		
Pasivos financieros	31-12-2019		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de efectivo.	1.989.786			1.989.786	
Total	1.989.786	0	0	1.989.786	0

7.3.3.- Activos financieros disponibles para la venta.

Activos financieros disponibles para la venta			Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:		
	30-06-2020		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

Activos financieros disponibles para la venta			Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:		
	31-12-2019		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.

8.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

8.1.- Composición del rubro.

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

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Deudores comerciales, neto.	369.378.342	394.275.293	15.866.995	16.458.105
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, neto.	407.039	397.370	1.630.529	1.813.229
Otras cuentas por cobrar, neto.	48.073.549	20.365.244	213.917.265	122.536.090
Total	417.858.930	415.037.907	231.414.789	140.807.424

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

Otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Por cobrar al personal				
Préstamos al personal.	1.518.525	1.780.294	338.802	342.490
Anticipo de remuneraciones.	202.807	300.836		
Fondos por rendir.	6.701	17.154		
Sub total	1.728.033	2.098.284	338.802	342.490
Impuestos por recuperar				
Iva crédito fiscal.	537.693	276.780		
Sub total	537.693	276.780	0	0
Deudores varios				
Deudores varios. (*)	28.292.023	975.144	212.234.153	120.749.437
Anticipo Proveedores.	15.941.100	14.073.972		
Instalaciones y proyectos por cobrar.			1.337.018	1.436.353
Boletas garantías.	50	563		
Otros documentos por cobrar.	3.313.707	4.024.355	7.292	7.810
Otros.	121.145	776.348		
Provisión de deterioro.	(1.860.202)	(1.860.202)		
Sub total	45.807.823	17.990.180	213.578.463	122.193.600
Total	48.073.549	20.365.244	213.917.265	122.536.090

(*) 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	
	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Deudores comerciales, bruto.	479.369.832	490.176.141	16.370.644	16.788.619
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto.	407.039	397.370	1.630.529	1.813.229
Otras cuentas por cobrar, bruto.	49.933.751	22.225.446	213.917.265	122.536.090
Total	529.710.622	512.798.957	231.918.438	141.137.938

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

Importe en libros de deudores comerciales, otras cuentas por cobrar deteriorados	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Deudores comerciales.	110.495.139	96.231.362
Otras cuentas por cobrar.	1.860.202	1.860.202
Total	112.355.341	98.091.564

El movimiento de la provisión por deterioro de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar al 30 de junio de 2020 y 31 de diciembre de 2019 se muestra en el siguiente cuadro:

Provisión deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos y no pagados con deterioro	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Saldo inicial.	98.091.564	89.995.755
Baja de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas del periodo o ejercicio.	(5.352.638)	(11.534.526)
Transferencias a (desde) activos no corrientes y grupos en enajenación mantenidos para la venta.		(140.506)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	(40.021)	(160.900)
Aumento (disminución) del periodo o ejercicio.	19.656.436	19.931.741
Total	112.355.341	98.091.564

El valor justo de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar no difiere significativamente del valor de libros presentado. Asimismo, el valor libros de los deudores y clientes por cobrar en mora no deteriorados y deteriorados representan una aproximación razonable al valor justo de los mismos y consideran una provisión de deterioro cuando existe evidencia objetiva de que Compañía General de Electricidad S.A. no será capaz de cobrar el importe que se le adeuda, ello aún luego de aplicar las acciones de cobranza.

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

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

Nuestra política de provisión de incobrables contempla la actualización de las variables macroeconómicas cuando lo amerite en caso de visualizar un cambio significativo. Debido al escenario actual, hemos revisado el modelo de pérdida esperada de Compañía General de Electricidad S.A., el cual contempla el comportamiento histórico de la cartera de clientes y las provisiones de tasas de crecimiento del PIB y del desempleo ajustando estas negativamente al 30 de junio de 2020. Se muestra 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 no recurrentes 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.

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	30-06-2020			31-12-2019		
	Bruto	Interés	Valor presente	Bruto	Interés	Valor presente
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
No posterior a un año.	551.273	(144.234)	407.039	555.112	(157.742)	397.370
Posterior a un año pero menor de cinco años.	1.641.704	(283.853)	1.357.851	1.739.005	(333.629)	1.405.376
Más de cinco años.	283.426	(10.748)	272.678	432.122	(24.269)	407.853
Total	2.476.403	(438.835)	2.037.568	2.726.239	(515.640)	2.210.599

8.2.- Estratificación de la cartera.

La estratificación de la cartera al 30 de junio de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es la siguiente:

30-06-2020	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.	255.897.502	50.189.349	25.300.086	14.557.010	14.029.609	9.894.451	7.251.156	6.444.892	5.717.300	106.459.121	495.740.476	479.369.832	16.370.644
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto.	407.039									1.630.529	2.037.568	407.039	1.630.529
Otras cuentas por cobrar, bruto.	260.509.655	1.667.426	1.644.423				14.656			3.204.512	267.040.672	49.933.751	213.917.265
Provision deterioro Deudores Comerciales	(3.001.895)	(2.208.896)	(4.108.387)	(3.719.314)	(3.045.349)	(2.216.083)	(2.448.832)	(2.284.849)	(2.798.179)	(84.663.355)	(110.495.139)	(109.991.490)	(503.649)
Provision deterioro otras cuentas por cobrar										(1.860.202)	(1.860.202)	(1.860.202)	
Total	513.812.301	49.647.879	22.836.122	10.837.696	10.984.260	7.678.368	4.816.980	4.160.043	2.919.121	24.770.605	652.463.375	417.858.930	231.414.789

31-12-2019	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.	265.894.919	57.779.210	17.234.773	9.047.973	7.143.337	5.295.425	5.132.253	4.907.327	4.605.747	88.379.939	465.420.903	450.589.015	14.831.888
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto.	397.370	0	0	0	0	0	0	0	0	1.813.229	2.210.599	397.370	1.813.229
Otras cuentas por cobrar, bruto.	136.733.966	0	0	0	0	0	0	0	0	1.847.929	138.581.895	17.603.505	120.978.390
Provision deterioro Deudores Comerciales	(2.383.854)	(2.057.667)	(2.937.256)	(2.695.551)	(2.382.880)	(2.127.613)	(3.121.822)	(2.267.329)	(2.359.944)	(72.835.107)	(95.169.023)	(95.169.023)	0
Provision deterioro otras cuentas por cobrar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	(1.847.929)	(1.847.929)	(1.847.929)	
Total	400.642.401	55.721.543	14.297.517	6.352.422	4.760.457	3.167.812	2.010.431	2.639.998	2.245.803	17.358.061	509.196.445	371.572.938	137.623.507

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

El resumen de estratificación de cartera al 30 de junio de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es el siguiente:

30-06-2020								
Tramos de deudas	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada. (1)		153.634.211					153.634.211	0
Por vencer. (2)	537.301	88.148.889	(867.503)	272.919	14.114.402	(2.132.298)	102.263.291	(2.999.801)
Sub total por vencer	537.301	241.783.100	(867.503)	272.919	14.114.402	(2.132.298)	255.897.502	(2.999.801)
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	465.595	48.546.261	(1.655.630)	11.839	1.643.088	(553.266)	50.189.349	(2.208.896)
Entre 31 y 60 días	98.482	24.157.363	(2.063.168)	5.504	1.142.723	(199.383)	25.300.086	(2.262.551)
Entre 61 y 90 días	67.763	13.850.613	(3.499.506)	4.560	706.397	(219.808)	14.557.010	(3.719.314)
Entre 91 y 120 días	39.047	13.288.618	(2.904.640)	4.300	740.991	(140.709)	14.029.609	(3.045.349)
Entre 121 y 150 días	40.533	9.497.376	(2.084.465)	3.890	397.075	(131.618)	9.894.451	(2.216.083)
Entre 151 y 180 días	21.546	6.905.085	(2.328.099)	3.241	346.071	(120.733)	7.251.156	(2.448.832)
Entre 181 y 210 días	18.750	6.115.917	(2.174.772)	2.946	328.975	(110.078)	6.444.892	(2.284.850)
Entre 211 y 250 días	24.270	5.367.668	(2.628.447)	4.436	349.632	(169.732)	5.717.300	(2.798.179)
Más de 250 días	600.225	86.529.547	(70.833.924)	122.169	19.929.574	(15.677.360)	106.459.121	(86.511.284)
Sub total vencidos	1.376.211	214.258.448	(90.172.651)	162.885	25.584.526	(17.322.687)	239.842.974	(107.495.338)
Total	1.913.512	456.041.548	(91.040.154)	435.804	39.698.928	(19.454.985)	495.740.476	(110.495.139)

31-12-2019								
Tramos de deudas	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada. (1)		176.219.314					176.219.314	0
Por vencer. (2)	534.412	99.186.003	(696.579)	271.760	21.268.985	(1.687.275)	120.454.988	(2.383.854)
Sub total por vencer	534.412	275.405.317	(696.579)	271.760	21.268.985	(1.687.275)	296.674.302	(2.383.854)
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	473.573	57.930.481	(1.492.150)	11.502	1.264.359	(582.609)	59.194.840	(2.074.759)
Entre 31 y 60 días	98.103	17.271.238	(2.574.028)	5.487	719.748	(384.299)	17.990.986	(2.958.327)
Entre 61 y 90 días	66.849	12.070.603	(2.403.980)	4.547	395.075	(332.105)	12.465.678	(2.736.085)
Entre 91 y 120 días	37.981	8.344.730	(2.160.955)	4.287	333.938	(275.816)	8.678.668	(2.436.771)
Entre 121 y 150 días	38.826	5.822.776	(1.931.000)	3.878	253.662	(221.393)	6.076.438	(2.152.393)
Entre 151 y 180 días	21.706	5.222.845	(2.930.940)	3.233	301.439	(309.238)	5.524.284	(3.240.178)
Entre 181 y 210 días	19.529	4.741.409	(2.111.880)	2.937	379.764	(218.214)	5.121.173	(2.330.094)
Entre 211 y 250 días	24.428	4.321.402	(2.208.155)	4.421	343.112	(179.719)	4.664.514	(2.387.874)
Más de 250 días	598.965	75.103.583	(59.346.277)	121.690	15.470.294	(14.184.750)	90.573.877	(73.531.027)
Sub total vencidos	1.379.960	190.829.067	(77.159.365)	161.982	19.461.391	(16.688.143)	210.290.458	(93.847.508)
Total	1.914.372	466.234.384	(77.855.944)	433.742	40.730.376	(18.375.418)	506.964.760	(96.231.362)

(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.

30-06-2020								
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)		144.077.165					144.077.165	0
Por vencer. (2)	437.062	73.759.510	(760.480)	267.674	13.983.882	(2.132.298)	87.743.392	(2.892.778)
Sub total por vencer	437.062	217.836.675	(760.480)	267.674	13.983.882	(2.132.298)	231.820.557	(2.892.778)
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	349.827	47.806.040	(1.655.480)	10.519	1.603.232	(553.266)	49.409.272	(2.208.746)
Entre 31 y 60 días	89.424	23.688.573	(2.062.064)	5.504	1.142.723	(199.383)	24.831.296	(2.261.447)
Entre 61 y 90 días	34.309	9.499.416	(3.416.469)	4.560	706.397	(219.808)	10.205.813	(3.636.277)
Entre 91 y 120 días	26.001	10.932.163	(2.850.777)	4.300	740.991	(140.709)	11.673.154	(2.991.486)
Entre 121 y 150 días	21.752	8.142.910	(2.056.373)	3.890	397.075	(131.618)	8.539.985	(2.187.991)
Entre 151 y 180 días	19.191	6.210.211	(2.201.870)	3.241	346.071	(120.733)	6.556.282	(2.322.603)
Entre 181 y 210 días	17.472	5.737.420	(2.104.384)	2.946	328.975	(110.078)	6.066.395	(2.214.462)
Entre 211 y 250 días	22.866	5.335.854	(2.603.728)	4.436	349.632	(169.732)	5.685.486	(2.773.460)
Más de 250 días	576.710	85.907.932	(70.212.309)	122.169	19.929.574	(15.677.360)	105.837.506	(85.889.669)
Sub total vencidos	1.157.552	203.260.519	(89.163.454)	161.565	25.544.670	(17.322.687)	228.805.189	(106.486.141)
Total	1.594.614	421.097.194	(89.923.934)	429.239	39.528.552	(19.454.985)	460.625.746	(109.378.919)

31-12-2019								
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)		168.095.915					168.095.915	0
Por vencer. (2)	434.959	80.912.676	(696.579)	266.660	21.138.465	(1.687.275)	102.051.141	(2.383.854)
Sub total por vencer	434.959	249.008.591	(696.579)	266.660	21.138.465	(1.687.275)	270.147.056	(2.383.854)
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	349.573	57.593.553	(1.491.736)	10.484	1.224.503	(582.609)	58.818.056	(2.074.345)
Entre 31 y 60 días	89.220	16.895.504	(2.570.682)	5.487	719.748	(384.299)	17.615.252	(2.954.981)
Entre 61 y 90 días	34.324	8.720.526	(2.372.709)	4.547	395.075	(332.105)	9.115.601	(2.704.814)
Entre 91 y 120 días	25.908	6.847.708	(2.121.594)	4.287	333.938	(275.816)	7.181.646	(2.397.410)
Entre 121 y 150 días	21.763	5.097.758	(1.917.850)	3.878	253.662	(221.393)	5.351.420	(2.139.243)
Entre 151 y 180 días	19.121	4.852.589	(2.826.138)	3.233	301.439	(309.238)	5.154.028	(3.135.376)
Entre 181 y 210 días	17.477	4.544.594	(2.061.313)	2.937	379.764	(218.214)	4.924.358	(2.279.527)
Entre 211 y 250 días	22.746	4.290.882	(2.202.892)	4.421	343.112	(179.719)	4.633.994	(2.382.611)
Más de 250 días	573.470	74.677.645	(58.920.339)	121.690	15.470.294	(14.184.750)	90.147.939	(73.105.089)
Sub total vencidos	1.153.602	183.520.759	(76.485.253)	160.964	19.421.535	(16.688.143)	202.942.294	(93.173.396)
Total	1.588.561	432.529.350	(77.181.832)	427.624	40.560.000	(18.375.418)	473.089.350	(95.557.250)

8.3.2.- Resumen de estratificación de la cartera deudores comerciales segmento eléctrico Argentina.

30-06-2020								
Tramos de deudas Segmento Eléctrico Argentina	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)		9.557.046					9.557.046	0
Por vencer. (2)	100.052	13.555.157	(107.023)	5.245	130.520		13.685.677	(107.023)
Sub total por vencer	100.052	23.112.203	(107.023)	5.245	130.520	0	23.242.723	(107.023)
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	115.748	617.416	(150)	1.320	39.856		657.272	(150)
Entre 31 y 60 días	9.052	465.418	(1.104)				465.418	(1.104)
Entre 61 y 90 días	33.452	4.350.284	(83.037)				4.350.284	(83.037)
Entre 91 y 120 días	13.042	2.345.525	(53.863)				2.345.525	(53.863)
Entre 121 y 150 días	18.752	1.340.359	(28.092)				1.340.359	(28.092)
Entre 151 y 180 días	2.352	693.752	(126.229)				693.752	(126.229)
Entre 181 y 210 días	1.278	378.497	(70.388)				378.497	(70.388)
Entre 211 y 250 días	1.403	30.520	(23.425)				30.520	(23.425)
Más de 250 días	23.444	503.649	(503.649)				503.649	(503.649)
Sub total vencidos	218.523	10.725.420	(889.937)	1.320	39.856	0	10.765.276	(889.937)
Total	318.575	33.837.623	(996.960)	6.565	170.376	0	34.007.999	(996.960)

31-12-2019								
Tramos de deudas Segmento Eléctrico Argentina	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)		8.123.399					8.123.399	0
Por vencer. (2)	99.205	16.871.782		5.100	130.520		17.002.302	0
Sub total por vencer	99.205	24.995.181	0	5.100	130.520	0	25.125.701	0
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	123.958	52.954	(414)	1.018	39.856		92.810	(414)
Entre 31 y 60 días	8.874	205.185	(3.346)				205.185	(3.346)
Entre 61 y 90 días	32.520	3.322.140	(31.271)				3.322.140	(31.271)
Entre 91 y 120 días	12.060	1.447.071	(39.361)				1.447.071	(39.361)
Entre 121 y 150 días	17.052	718.942	(13.150)				718.942	(13.150)
Entre 151 y 180 días	2.582	365.430	(104.802)				365.430	(104.802)
Entre 181 y 210 días	2.052	196.815	(50.567)				196.815	(50.567)
Entre 211 y 250 días	1.682	30.520	(5.263)				30.520	(5.263)
Más de 250 días	25.420	330.514	(330.514)				330.514	(330.514)
Sub total vencidos	226.200	6.669.571	(578.688)	1.018	39.856	0	6.709.427	(578.688)
Total	325.405	31.664.752	(578.688)	6.118	170.376	0	31.835.128	(578.688)

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

30-06-2020								
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)	187	834.222					834.222	0
Sub total por vencer	187	834.222	0	0	0	0	834.222	0
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	20	122.805					122.805	0
Entre 31 y 60 días	6	3.372					3.372	0
Entre 61 y 90 días	2	913					913	0
Entre 91 y 120 días	4	10.930					10.930	0
Entre 121 y 150 días	29	14.107					14.107	0
Entre 151 y 180 días	3	1.122					1.122	0
Entre 181 y 210 días							0	0
Entre 211 y 250 días	1	1.294	(1.294)				1.294	(1.294)
Más de 250 días	71	117.966	(117.966)				117.966	(117.966)
Sub total vencidos	136	272.509	(119.260)	0	0	0	272.509	(119.260)
Total	323	1.106.731	(119.260)	0	0	0	1.106.731	(119.260)

31-12-2019								
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)	248	1.401.545					1.401.545	0
Sub total por vencer	248	1.401.545	0	0	0	0	1.401.545	0
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	42	283.974					283.974	0
Entre 31 y 60 días	9	170.549					170.549	0
Entre 61 y 90 días	5	27.937					27.937	0
Entre 91 y 120 días	13	49.951					49.951	0
Entre 121 y 150 días	11	6.076					6.076	0
Entre 151 y 180 días	3	4.826					4.826	0
Entre 181 y 210 días							0	0
Entre 211 y 250 días							0	0
Más de 250 días	75	95.424	(95.424)				95.424	(95.424)
Sub total vencidos	158	638.737	(95.424)	0	0	0	638.737	(95.424)
Total	406	2.040.282	(95.424)	0	0	0	2.040.282	(95.424)

8.4.- Cartera protestada y en cobranza judicial.

La cartera protestada y en cobranza judicial al 30 de junio de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es la siguiente, las cuales forman parte de la cartera morosa:

30-06-2020				
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.	19.143	1.243.954	6.174	26.066.985
Total	19.143	1.243.954	6.174	26.066.985

31-12-2019				
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.	19.307	2.496.851	7.022	25.480.053
Total	19.307	2.496.851	7.022	25.480.053

8.5.- Provisión y castigos.

El detalle de la provisión y castigo de la cartera no repactada y repactada al 30 de junio de 2020 y 2019 es la siguiente:

Provisión y castigos	01-01-2020 30-06-2020 M\$	01-01-2019 30-06-2019 M\$	01-04-2020 30-06-2020 M\$	01-04-2019 30-06-2019 M\$
Provisión cartera no repactada	18.580.720	6.366.129	13.335.044	2.737.720
Provisión cartera repactada	1.075.716	4.442	(1.847.807)	2.774
Total	19.656.436	6.370.571	11.487.237	2.740.494

8.6.- Número y monto de operaciones.

El número y monto de operaciones al 30 de junio de 2020 y 2019 es el siguiente por venta de energía y servicios:

Segmentos de ventas	Operaciones N°	01-01-2020 30-06-2020 M\$	Operaciones N°	01-04-2020 30-06-2020 M\$
Ventas de energía eléctrica Chile	17.717.842	878.145.869	8.573.981	437.195.918
Ventas de energía eléctrica Argentina	1.552.020	56.438.892	651.000	21.859.864
Ventas de servicios	703	4.451.381	295	2.156.458
Total	19.270.565	939.036.142	9.225.276	461.212.240

Segmentos de ventas	Operaciones N°	01-01-2019 30-06-2019 M\$	Operaciones N°	01-04-2019 30-06-2019 M\$
Ventas de energía eléctrica Chile	17.819.115	832.576.900	8.917.998	416.846.088
Ventas de energía eléctrica Argentina	1.542.520	48.779.089	644.468	23.252.594
Ventas de servicios	2.143	17.529.155	682	9.431.160
Total	19.363.778	898.885.144	9.563.148	449.529.842

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 30 de junio de 2020 y 31 de diciembre de 2019 no existen garantías otorgadas o recibidas en dichas operaciones.

9.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.

9.1.1.- Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 30 de junio de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es la siguiente:

R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes	
							30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$
5.279.887-6	Jorge Jordan Franulic	Chile	Recuperación de gastos	Hasta 90 días	Director común	CL\$		17.713		
59.220.550-5	Naturgy Inversiones Internacionales S.A. Agencia en Chile	Chile	Recuperación de Gastos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	267.119	173.684		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	35.323	49.873		
76.524.282-7	Global Power Generation Chile Spa.	Chile	Recuperación de Gastos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	103.762	91.947		
77.074.004-5	Lean Grids Service Chile SpA	Chile	Recuperación de Gastos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	943.903	328.847		
96.722.460-K	Metrogas S.A.	Chile	Arriendo de Propiedades	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	545.437	686.576		
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	463.431	1.663.093		
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	185.399	441		
TOTALES							2.544.374	3.012.174	0	0

9.1.2.- Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 30 de junio de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es la siguiente:

R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes	
							30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$
0-E	Gascart S.A.	Argentina	Reembolso de impuestos	Hasta 90 días	Negocios conjuntos	AR\$	152.339			
0-E	Gasmarket S.A.	Argentina	Reembolso de impuestos	Hasta 90 días	Negocios conjuntos	AR\$	6.805			
0-E	Gasnor S.A.	Argentina	Reembolso de impuestos	Hasta 90 días	Negocios conjuntos	AR\$	8.212			
5.333.806-2	Erich Gruttner Grimal	Chile	Dividendos	Hasta 90 días	Accionista Subsidiaria	CL \$		3.628		
6.357.359-0	Guillermo Hayes Morales	Chile	Dividendos	Hasta 90 días	Accionista Subsidiaria	CL \$		7.256		
59.220.550-5	Naturgy Inversiones Internacionales S.A., Agencia en Chile	Chile	Dividendo mínimo por pagar	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP		17.608.644		
76.171.653-0	GN Holding Argentina S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$		2.718.299		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	1.177.524	844.807		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$		2.378		
76.524.282-7	Global Power Generation Chile Spa.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	24.229	22.173		
76.609.803-7	CGE Gas Natural S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$		23.614.581		
77.074.004-5	Lean Grids Service Chile SpA	Chile	Cuenta corriente mercantil	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	1.390.206			
77.074.004-5	Lean Grids Service Chile SpA	Chile	Reembolso de gastos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	2.350.930	2.140.186		
77.074.004-5	Lean Grids Service Chile SpA	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$		701.432		
93.832.000-4	Daniilo Jordan S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Director común	CL\$	382			
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	37.219	8		
TOTALES							5.147.846	47.663.392	0	0

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

Se presentan las operaciones y sus efectos en resultados por los periodos terminados al 30 de junio de 2020 y 2019.

R.U.T	Sociedad	Pais de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2020 30-06-2020		01-01-2019 30-06-2019		01-04-2020 30-06-2020		01-04-2019 30-06-2019	
						Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono
						M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
O-E	Naturgy Informática S.A.	España	Matriz común	Servicios recibidos	CL \$	860.375	(860.375)	169.811	(169.811)	653.977	(653.977)	168.330	(168.330)
O-E	Gascart S.A.	Argentina	Negocios conjuntos	Reembolso de impuestos	CL \$	2.376	(2.376)			2.376	(2.376)		
59.220.550-5	Naturgy Inversiones Internacional S.A. Agencia en Chile	Chile	Matriz común	Servicio de impresión	CL \$			970	970			670	670
59.220.550-5	Naturgy Inversiones Internacional S.A. Agencia en Chile	Chile	Matriz común	Servicio de comunicación	CL \$	1.388	1.388	535	535	782	782		
76.171.653-0	GN Holding Argentina S.A.	Chile	Matriz común	Intereses pagados	CL \$	31.294	(31.294)	25.843	(25.843)	824	(824)	22.530	(22.530)
76.171.653-0	GN Holding Argentina S.A.	Chile	Matriz común	Intereses cobrados	CL \$	437	437			437	437		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías profesionales y servicios recibidos	CL \$	3.606.668	(3.606.668)	3.713.621	(3.713.621)	1.763.662	(1.763.662)	2.902.132	(2.902.132)
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$	158.127	158.127	1.120	1.120	157.551	157.551	934	934
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Intereses pagados	CL \$	4.591	(4.591)	5.452	(5.452)	1.274	(1.274)	5.409	(5.409)
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses cobrados	CL \$			620	620			77	77
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de propiedades	CL \$			211.925	211.925			151.481	151.481
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Recuperación de gastos	CL \$			28.056				28.056	0
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Servicios informáticos	CL \$	15.785	15.785	32.409	32.409	7.793	7.793	7.117	7.117
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo equipos microinformáticos	CL \$	50.514	50.514	31.040	31.040	25.351	25.351	24.706	24.706
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de impresión	CL \$			13.056	13.056			7.326	7.326
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de comunicación	CL \$	7.697	7.697	2.409	2.409	3.290	3.290		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Venta de materiales y equipos eléctricos	CL \$			68	68				
76.454.943-3	Parque Eólico Vientos del Pacifico Spa	Chile	Matriz común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$			2.233	2.233			2.068	2.068
76.524.282-7	Global Power Generation SpA	Chile	Matriz común	Servicio de impresión	CL \$			902	902			776	776
76.524.282-7	Global Power Generation SpA	Chile	Matriz común	Servicio de comunicación	CL \$	4.003	4.003	546	546	2.023	2.023		
76.609.803-7	CGE Gas Natural S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$	13.720	13.720	8.872	8.872	6.889	6.889	8.872	8.872
76.609.803-7	CGE Gas Natural S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses pagados	CL \$	107.133	(107.133)	38.957	(38.957)	2.860	(2.860)	35.073	(35.073)
76.609.803-7	CGE Gas Natural S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses cobrados	CL \$	1.145	1.145	506	506	1.145	1.145		
77.074.004-5	Lean Grids Service Chile SpA	Chile	Matriz Común	Servicio construcción y cierre de obra	CL \$	990.672				495.000			
77.074.004-5	Lean Grids Service Chile SpA	Chile	Matriz Común	Asesorías profesionales	CL \$	2.999.808	(2.999.808)			1.442.641	(1.442.641)		
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 \$	3.020	(3.020)			1.873	(1.873)		
96.722.460-K	Metrogas S.A.	Chile	Matriz común	Servicios informáticos	CL \$			361.924	361.924			361.924	361.924
96.722.460-K	Metrogas S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por arriendo de propiedades	CL \$	150.645	150.645	155.603	155.603	75.712	75.712	138.076	138.076
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios de Subtransmisión	CL \$	207.887	207.887	169.888	169.888	105.834	105.834	169.888	169.888
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses cobrados	CL \$	12.262	12.262	177.814	177.814	4.300	4.300	132.280	132.280
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses pagados	CL \$	1	(1)			1	(1)		
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de energía y potencia	CL \$	188.915	(188.915)	209.644	(209.644)	59.209	(59.209)	146.442	(146.442)
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por construcción de redes eléctricas	CL \$			9.798	9.798			9.798	9.798
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	19.586	19.586	23.481	23.481	8.949	8.949	23.472	23.472
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de impresión	CL \$			42	42			3	3

9.2.- Directorio y gerencia de la sociedad.

Con fecha de 17 de abril de 2019 en Junta Extraordinaria de Accionistas la cuarta materia a tratar fue 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
Carlos J. Alvarez Fernández
Luis Zarauza Quiros
Rita Ruiz de Alda Iparraguirre
María del Valle Higuera Rabadan

En Sesión de Directorio de fecha 30 de abril de 2019 se designó como Presidente del Directorio de la Sociedad al director señor Antonio Gallart Gabás y como Vicepresidente al director señor Carlos J. Alvarez Fernández.

9.2.1.- Remuneración del Directorio.

Nombre	Cargo	01-01-2020 30-06-2020	01-01-2019 30-06-2019	01-04-2020 30-06-2020	01-04-2019 30-06-2019
		Dieta directorío M\$	Dieta directorío M\$	Dieta directorío M\$	Dieta directorío M\$
Antonio Gallart Gabas	Presidente	19.661	19.971	9.877	8.586
Carlos J. Alvarez Fernández	Vicepresidente	13.107	8.245	6.585	4.134
Luis Zarauza Quiros	Director	13.107	11.416	6.585	5.724
María del Valle Higuera Rabadan	Director		8.245		4.134
Rita Ruiz de Alda Iparraguirre	Director		8.245		4.134
Totales		45.875	56.122	23.047	26.712

Las remuneraciones correspondientes a Remuneraciones del Directorio y Comité de Directores de subsidiarias ascendieron a M\$ 55.960 al 30 de junio de 2020 y M\$ 58.978 al 30 de junio de 2019.

9.2.2.- Remuneración del equipo gerencial.

Las remuneraciones con cargo a resultados del equipo gerencial de la sociedad ascienden a M\$ 3.805.668 al 30 de junio de 2020 (M\$ 4.900.722 al 30 de junio de 2019).

Las remuneraciones con cargo a resultados del equipo gerencial de subsidiarias ascienden a M\$ 1.183.387 al 30 de junio de 2020 (M\$ 997.293 al 30 de junio de 2019).

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 30 de junio de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es la siguiente:

Clases de inventarios	Corriente		No corriente	
	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Materias primas.	2.592.264	2.363.832		
Productos en proceso.	193.159	283.710		
Mercaderías para la venta.	1.746.138	1.947.761		
Suministros para la producción.	3.797.539	2.931.577		
Suministros para mantención.	375.254	295.782		
Mercaderías en tránsito.	384.217	349.726		
Provisión de deterioro.	(579.227)	(574.739)		
Total	8.509.344	7.597.649	0	0

Al 30 de junio de 2020 y 31 de diciembre de 2019 no hay inventarios pignorados en garantía del cumplimiento de deudas contraídas.

10.1.- Información adicional de inventarios.

Otra información de inventarios	Corrientes			
	01-01-2020 30-06-2020 M\$	01-01-2019 30-06-2019 M\$	01-04-2020 30-06-2020 M\$	01-04-2019 30-06-2019 M\$
Importe de rebajas de importes de los inventarios.	(4.488)	(7.602)	2.738	(2.328)
Costos de inventarios reconocidos como gastos durante el período o ejercicio.	3.253.924	2.577.739	1.726.083	1.958.591

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 30 de junio de 2020 y 31 de diciembre de 2019.

Activos, pasivos por impuestos	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Activos por impuestos				
Pagos provisionales mensuales.	19.555.073	38.059.795		
Rebajas al impuesto.		25.000		
Créditos al impuesto.	136.355	394.631		
Subtotal activos por impuestos	19.691.428	38.479.426	0	0
Pasivos por impuestos				
Impuesto a la renta de primera categoría.	(5.379.960)	(11.031.227)		
Subtotal pasivos por impuestos	(5.379.960)	(11.031.227)	0	0
Total activos (pasivos) por impuestos	14.311.468	27.448.199	0	0

12.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro es el siguiente al 30 de junio de 2020 y 31 de diciembre de 2019.

Otros activos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Gastos pagados por anticipado.	12.601.394	7.308.724		
Boletas en garantía.	28.299	28.264		
Otros activos	338.290	333.531	8.280	8.280
Total	12.967.983	7.670.519	8.280	8.280

Los gastos pagados por anticipado corresponden principalmente anticipos de licenciamiento de software, seguros pagados por anticipado y tasa de inspección y control del ente regulador en la distribución eléctrica en la República Argentina.

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

13.1.- Composición del rubro.

Al 30 de junio 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\$	Diferencia de conversión M\$	Venta Inversión M\$	Saldo al 30-06-2020 M\$
Inversiones en sociedades con control conjunto.	29.316.552		1.197.167	(22.031)	1.253.767		31.745.455
Total	29.316.552	0	1.197.167	(22.031)	1.253.767	0	31.745.455

Al 31 de diciembre de 2019.

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	Saldo al 01-01-2019 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Diferencia de conversión M\$	Venta Inversión M\$	Saldo al 31-12-2019 M\$
Inversiones en sociedades con control conjunto.	9.782.703	27.999.200	5.334.075	(2.326.520)	(3.985.988)	(7.486.918)	29.316.552
Total	9.782.703	27.999.200	5.334.075	(2.326.520)	(3.985.988)	(7.486.918)	29.316.552

13.2.- Sociedades con control conjunto.

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

Al 30 de junio 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\$	Diferencia de conversión M\$	Venta Inversión M\$	Saldo al 30-06-2020 M\$
Gascart S.A.	Argentina	AR \$	50,00000%	50,00000%	25.662.605		1.074.427		1.088.548		27.825.580
Gasnor S.A.	Argentina	AR \$	2,60000%	2,60000%	1.372.054		59.267	(22.031)	72.054		1.481.344
Gasmarket S.A.	Argentina	AR \$	50,00000%	50,00000%	2.281.893		63.473		93.165		2.438.531
Total					29.316.552	0	1.197.167	(22.031)	1.253.767	0	31.745.455

Al 31 de diciembre de 2019. (*)

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 01-01-2019 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Diferencia de conversión M\$	Venta Inversión M\$	Saldo al 31-12-2019 M\$
Norelec S.A.	Argentina	AR \$	0,00000%	0,00000%	6.637.229		994.224	(1.551.180)	(619.299)	(5.460.974)	0
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	Argentina	AR \$	0,00000%	0,00000%	2.749.836		140.498	(734.175)	(398.332)	(1.757.827)	0
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	Argentina	AR \$	0,00000%	0,00000%	395.638		(21.274)	(41.165)	(65.082)	(268.117)	0
Gascart S.A.	Argentina	AR \$	50,00000%	50,00000%		24.604.297	3.703.825		(2.645.517)		25.662.605
Gasnor S.A.	Argentina	AR \$	2,60000%	2,60000%		1.329.962	191.635		(149.543)		1.372.054
Gasmarket S.A.	Argentina	AR \$	50,00000%	50,00000%		2.064.941	325.167		(108.215)		2.281.893
Total					9.782.703	27.999.200	5.334.075	(2.326.520)	(3.985.988)	(7.486.918)	29.316.552

(*) Ver Nota 3.5.4. La participación en ganancia (pérdida) en las sociedades de control Conjunto Norelec S.A., Empresa Eléctrica de Tucumán S.A. y Compañía Eléctrica de Inversiones S.A. se ha presentado en el estado de resultados en el rubro "Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas". Al 30 de junio de 2019 el monto asciende a M\$ 1.899.659.

13.2.2.- Información resumida en sociedades con control conjunto.

Al 30 de junio de 2020.

Inversiones en sociedades con control conjunto	Porcentaje participación	30-06-2020													
		Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos	Patrimonio	Ingresos ordinarios	Otros	Ganancia (pérdida) de operaciones continuadas	Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas	Ganancia (pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Gascart S.A.	50,00000%	1.333.567	46.162.474	47.496.041	42.683	2.248	44.931	47.451.110	2.156.227	(7.371)	2.148.856		2.148.856		2.148.856
Gasnor S.A.	2,60000%	31.468.179	43.860.334	75.328.513	26.692.110	49.518	26.741.628	48.586.885	43.901.974	(41.622.474)	2.279.500		2.279.500		2.279.500
Gasmarket S.A.	50,00000%	6.828.513	472.444	7.300.957	4.788.420		4.788.420	2.512.537	2.521.189	(2.394.243)	126.946		126.946		126.946

Al 31 de diciembre de 2019.

Inversiones en sociedades con control conjunto	Porcentaje participación	31-12-2019													
		Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos	Patrimonio	Ingresos ordinarios	Otros	Ganancia (pérdida) de operaciones continuadas	Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas	Ganancia (pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Norelec S.A.	0,00000%			0			0	0		1.988.449	1.988.449		1.988.449		1.988.449
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	0,00000%			0			0	0	97.349.951	(94.845.680)	2.504.271		2.504.271		2.504.271
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	0,00000%			0			0	0		(212.741)	(212.741)		(212.741)		(212.741)
Gascart S.A.	50,00000%	665.886	40.345.887	41.011.773	16		16	41.011.757		16.726.213	16.726.213		16.726.213		16.726.213
Gasnor S.A.	2,60000%	40.096.007	40.441.116	80.537.123	37.719.755	52.889	37.772.644	42.764.479	66.164.481	(47.545.805)	18.618.676		18.618.676		18.618.676
Gasmarket S.A.	50,00000%	9.192.360	385.707	9.578.067	7.812.710		7.812.710	1.765.357	4.453.467	(3.771.303)	682.164		682.164		682.164

13.2.3.- Otra información de inversiones en sociedades con control conjunto.

Al 30 de junio de 2020.

Otra información de inversiones en sociedades con control conjunto	30-06-2020						
	Efectivo y equivalente a efectivo	Otros pasivos financieros corrientes	Otros pasivos financieros no corrientes	Gasto por depreciación y amortización	Ingresos de actividades ordinarias procedentes de intereses	Gastos por intereses	Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Gascart S.A.	967.748			(1.098.388)	151.940		21.151
Gasnor S.A.	6.306.532	323.110	10.810	(1.098.388)	1.674.056		(963.626)
Gasmarket S.A.	555.025			(42.568)	343.172	(170.362)	(107.782)

Al 31 de diciembre de 2019.

Otra información de inversiones en sociedades con control conjunto	31-12-2019						
	Efectivo y equivalente a efectivo	Otros pasivos financieros corrientes	Otros pasivos financieros no corrientes	Gasto por depreciación y amortización	Ingresos de actividades ordinarias procedentes de intereses	Gastos por intereses	Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Norelec S.A.					415.214		(98.007)
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.				(277.559)	3.427.168	(8.442.256)	(4.244.526)
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.					60.204		(13.822)
Gascart S.A.	1.292.104			(2.483.422)	181.849		(129.050)
Gasnor S.A.	5.210.427	654.047	33.438	(2.483.422)	4.151.146		(1.688.843)
Gasmarket S.A.	170.265			(204.698)	3.305.072	(1.325.509)	(552.249)

13.3.- Inversiones en subsidiarias.

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

Al 30 de junio de 2020.

Movimiento de inversiones en sociedades subsidiarias	Pais 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\$	Diferencia de conversión M\$	Transferencia por división o fusión social M\$	Venta Inversión M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 30-06-2020 M\$	Dividendos pagados a participaciones no controladoras M\$
CGE Magallanes S.A.	Chile	CL \$	99.89482%	99.89482%	61.627.247		2.062.426	(2.212.728)				(32.970)	61.443.975	(2.330)
CGE Argentina S.A.	Chile	CL \$	99.99164%	99.99164%	11.336.253		4.771.232		1.527.804				17.635.289	
Transformadores Tusan S.A.	Chile	CL \$	99.07000%	99.07000%	11.158.946		(227.876)					(105.086)	10.825.984	
Total					84.122.446	0	6.605.782	(2.212.728)	1.527.804	0	0	(138.056)	89.905.248	(2.330)

Al 31 de diciembre de 2019.

Movimiento de inversiones en sociedades subsidiarias	Pais de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01-01-2019 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Diferencia de conversión M\$	Transferencia por división o fusión social M\$	Venta Inversión M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2019 M\$	Dividendos pagados a participaciones no controladoras M\$
CGE Magallanes S.A.	Chile	CL \$	99.89482%	99.89482%	60.065.185		3.555.774	(2.054.676)				60.964	61.627.247	(2.163)
CGE Argentina S.A.	Chile	CL \$	99.99164%	99.99164%	(5.623.971)		(21.364.441)	(22.141)	38.346.806				11.336.253	(2)
Transformadores Tusan S.A.	Chile	CL \$	99.07000%	99.07000%	11.827.714		(544.519)					(124.249)	11.158.946	
Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	CL \$	0.00000%	0.00000%	31.770.292	208	(4.216.731)			(27.553.769)			0	
Transemel S.A.	Chile	CL \$	0.00000%	0.00000%	45.671.235	8.000.000	3.692.390	(625.251)			(56.738.374)		0	
Total					143.710.455	8.000.208	(18.877.527)	(2.702.068)	38.346.806	(27.553.769)	(56.738.374)	(63.285)	84.122.446	(2.165)

13.3.2.- Información resumida de las subsidiarias.

Al 30 de junio de 2020.

Inversiones en sociedades subsidiarias directas	Porcentaje participación	30-06-2020													
		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%	19.155.434	129.929.384	149.084.818	11.589.687	33.005.720	44.595.407	104.489.411	21.574.239	(13.352.205)	(4.503.100)	3.718.934	2.064.605	3.659.045	2.031.601
CGE Argentina S.A.	99,99164%	42.471.268	46.046.102	88.517.370	56.242.293	14.548.948	70.791.241	17.726.129	56.438.892	(35.485.541)	(16.104.816)	4.848.535	4.771.631	6.375.544	6.299.555
Transformadores Tusan S.A.	99,07000%	5.983.437	7.739.134	13.722.571	951.988	1.218.900	2.170.888	11.551.683	4.451.381	(3.667.323)	(1.034.044)	(249.986)	(230.015)	(356.058)	(336.087)

Al 31 de diciembre de 2019.

Inversiones en sociedades subsidiarias directas	Porcentaje participación	31-12-2019													
		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%	20.031.985	126.908.381	146.940.366	7.960.162	35.570.690	43.530.852	103.409.514	41.638.817	(27.075.882)	(8.112.781)	6.450.154	3.559.532	6.560.896	3.620.560
Transemel S.A.	0,00000%			0			0	0			3.720.806	3.720.806	3.720.806	3.720.806	3.720.806
CGE Argentina S.A.	99,99164%	38.404.012	42.530.279	80.934.291	68.285.392	1.298.313	69.583.705	11.350.586	104.218.646	(77.009.034)	(48.585.659)	(21.376.047)	(21.366.228)	(23.543.805)	(23.524.601)
Transformadores Tusan S.A.	99,07000%	7.714.488	7.854.398	15.568.886	1.935.178	1.718.851	3.654.029	11.914.857	8.916.954	(7.076.215)	(2.354.161)	(513.422)	(549.699)	(638.839)	(675.116)
Sociedad de Computación Binaria S.A.	0,00000%			0			0	0	16.086.854	(10.578.295)	(9.725.317)	(4.216.758)	(4.216.758)	(4.216.758)	(4.216.758)

14.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTO DE LA PLUSVALÍA.

14.1.- Composición y movimientos de los activos intangibles.

Este rubro está compuesto principalmente por concesiones, servidumbres de paso y software computacionales. Su detalle al 30 de junio de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es el siguiente:

Activos Intangibles	30-06-2020		
	Valores brutos M\$	Amortización acumulada M\$	Valores netos M\$
Programas informáticos.	70.125.583	(53.534.814)	16.590.769
Otros activos intangibles identificables.	853.964.269	2.839.063	856.803.332
Total	924.089.852	(50.695.751)	873.394.101

Activos Intangibles	31-12-2019		
	Valores brutos M\$	Amortización acumulada M\$	Valores netos M\$
Programas informáticos.	64.029.650	(47.393.549)	16.636.101
Otros activos intangibles identificables.	853.241.878	709.143	853.951.021
Total	917.271.528	(46.684.406)	870.587.122

El detalle de los otros activos intangibles identificables al 30 de junio de 2020 y 31 de diciembre de 2019 se encuentra en nota 14.1.1.

La amortización acumulada al 30 de junio de 2020 y 31 de diciembre de 2019 alcanza a M\$ 50.695.751 y M\$ 46.684.406 respectivamente, la que corresponde a los activos intangibles distintos a la plusvalía con vida útil finita.

El detalle de vidas útiles aplicadas en el rubro Intangibles al 30 de junio de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es la siguiente:

Vidas útiles estimadas o tasas de amortización utilizadas	Vida / tasa	Minima	Máxima
Costos de desarrollo.	Vida	4	8
Patentes, marcas registradas y otros derechos.	Vida	3	20
Programas Informáticos.	Vida	1	8
Otros activos intangibles identificables.	Vida	20	20
Servidumbres.	Vida	Indefinida	Indefinida
Concesiones.	Vida	Indefinida	Indefinida
Concesiones Argentina.	Vida	50	50
Derechos de agua.	Vida	Indefinida	Indefinida

El movimiento de intangibles al 30 de junio de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es el siguiente:

Movimientos en activos intangibles	30-06-2020			
	Costos de desarrollo, neto	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2020	0	16.636.101	853.951.021	870.587.122
Adiciones.		2.393.039	1.650.637	4.043.676
Amortización.		(3.931.440)	(181.307)	(4.112.747)
Incremento (disminución) en el cambio de moneda extranjera.			(812.018)	(812.018)
Otros incrementos (disminuciones).		1.493.069	2.194.999	3.688.068
Cambios, total	0	(45.332)	2.852.311	2.806.979
Saldo final al 30 de junio de 2020	0	16.590.769	856.803.332	873.394.101

Movimientos en activos intangibles	31-12-2019			
	Costos de desarrollo, neto	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2019	12.235.284	10.518.052	872.464.031	895.217.367
Adiciones por desarrollo interno.	1.260.019			1.260.019
Adiciones.		2.810.176	3.738.388	6.548.564
Desapropiaciones.			(15.984.961)	(15.984.961)
Amortización.		(5.393.183)	(2.631.361)	(8.024.544)
Incremento (disminución) en el cambio de moneda extranjera.			(3.706.494)	(3.706.494)
Otros incrementos (disminuciones).	(13.495.303)	8.701.056	71.418	(4.722.829)
Cambios, total	(12.235.284)	6.118.049	(18.513.010)	(24.630.245)
Saldo al 31 de diciembre de 2019	0	16.636.101	853.951.021	870.587.122

14.1.1 El detalle del importe de activos intangibles identificables individuales significativos y su vida útil o período de amortización al 30 de junio de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es el siguiente:

Detalle de otros activos identificables al 30-06-2020	Importe en libros de activo individual intangible significativo M\$	Explicación del período o ejercicio de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
Concesiones.	686.748.435	Indefinida
Concesiones Argentina - (IFRIC 12).	16.665.943	37
Servidumbres.	153.315.712	Indefinida
Servidumbres.	73.242	Definida
Total	856.803.332	

Detalle de otros activos identificables al 31-12-2019	Importe en libros de activo individual intangible significativo M\$	Explicación del período o ejercicio de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
Concesiones.	686.425.853	Indefinida
Concesiones Argentina - (IFRIC 12).	16.406.064	38
Servidumbres.	151.043.420	Indefinida
Servidumbres.	75.684	Definida
Total	853.951.021	

El cargo a resultados del período por amortización de intangibles al 30 de junio de 2020 y 2019 es el siguiente:

Linea de partida en el estado de resultados que incluye amortización de activos intangibles identificables	01-01-2020 30-06-2020		01-01-2019 30-06-2019		01-04-2020 30-06-2020		01-04-2019 30-06-2019	
	Programas informáticos M\$	Otros activos intangibles identificables M\$	Programas informáticos M\$	Otros activos intangibles identificables M\$	Programas informáticos M\$	Otros activos intangibles identificables M\$	Programas informáticos M\$	Otros activos intangibles identificables M\$
Costo de ventas.	1.227	178.865	4.080.058	245.584	613	81.386	1.922.881	127.496
Gastos de administración.	3.930.213	2.442	219.024	4.618	1.865.329	1.221	208.568	2.309
Total	3.931.440	181.307	4.299.082	250.202	1.865.942	82.607	2.131.449	129.805

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.

Las concesiones de distribución de electricidad en la República de Argentina se valorizan de acuerdo a IFRIC 12 y se amortizan en el plazo estipulado en los respectivos contratos de concesión en los cuales se revierten al Estado Argentino los activos concesionados. Estos activos son sometidos a pruebas por deterioro de valor, toda vez que existan indicios de potencial deterioro. Dicha concesión está establecida en la Provincia de San Juan. El plazo total de dicha concesión es de 60 años, donde las mejoras y mantenciones efectuadas quedarán a futuro beneficio del cedente y no podrán ser cobradas por las sociedades subsidiarias titulares de la concesión.

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 30 de junio de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es la siguiente:

Rut	Sociedad sobre la cual se mantiene la plusvalía	Fecha de generación plusvalía	Sociedad adquirente	Relación con vendedor	Movimientos 2019			Movimientos 2020	
					Saldo al	Otros	Saldo al	Otros	Saldo al
					01-01-2019	incrementos (disminuciones)	31-12-2019	incrementos (disminuciones)	30-06-2020
					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	16.859.000	(4.010.000)	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	(2.273.597)	727.638	(1.545.959)		(1.545.959)
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)	109.678	(4.632.089)
Totales					224.570.636	(3.282.362)	221.288.274	109.678	221.397.952

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 30 de junio de 2020 y 31 de diciembre de 2019 el siguiente:

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

Propiedades de inversión, modelo del valor razonable	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Saldo Inicial	8.402.041	9.831.059
Adiciones, propiedades de inversión.		453.141
Retiros o desapropiaciones, propiedades de inversión.		(41.167)
Ganancias (pérdidas) por ajustes del valor razonable.		(1.840.992)
Otro Incremento (decremento), propiedades de inversión.	(206.485)	
Total de cambios en propiedades de inversión, modelo del valor razonable	(206.485)	(1.429.018)
Total	8.195.556	8.402.041

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	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Valorización obtenida para las propiedades de inversión.	8.195.556	8.402.041
Total	8.195.556	8.402.041

16.3.- Ingresos de propiedades de inversión.

Ingresos y gastos de propiedades de inversión	01-01-2020 30-06-2020 M\$	01-01-2019 30-06-2019 M\$	01-04-2020 30-06-2020 M\$	01-04-2019 30-06-2019 M\$
Importe de ingresos por alquileres de propiedades de inversión.	583.474	520.193	284.587	245.688

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 30 de junio de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es la siguiente:

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

Clases de propiedades, plantas y equipos, neto	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Construcciones en curso.	142.799.148	125.123.545
Terrenos.	84.423.003	84.486.176
Edificios.	33.366.804	34.455.769
Planta y equipos.	1.603.747.167	1.594.069.110
Subestaciones de poder.	389.889.264	395.551.795
Líneas de transporte energía.	244.084.598	203.235.152
Subestaciones de distribución.	123.794.916	125.007.054
Líneas y redes de media y baja tensión.	793.614.198	816.606.217
Maquinas y equipos de generación.	24.960.024	26.847.851
Medidores.	27.404.167	26.821.041
Equipamiento de tecnología de la información	7.487.322	8.593.794
Instalaciones fijas y accesorios	53.053.120	53.010.077
Equipos de comunicaciones.	581.351	664.100
Herramientas.	10.505.288	7.630.509
Muebles y útiles.	1.079.733	1.241.911
Instalaciones y accesorios diversos.	40.886.748	43.473.557
Vehículos de motor.	3.279.636	4.031.709
Mejoras de bienes arrendados.	2.459.073	2.459.073
Otras propiedades, plantas y equipos.	1.472.454	1.507.054
Repuestos	19.887.243	19.901.844
Total	1.951.974.970	1.927.638.151

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

Clases de propiedades, plantas y equipos, bruto	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Construcciones en curso.	142.799.148	125.123.545
Terrenos.	84.423.003	84.486.176
Edificios.	58.708.563	59.167.684
Planta y equipos.	2.229.495.430	2.197.142.922
Subestaciones de poder.	521.514.054	519.670.889
Lineas de transporte energía.	317.573.338	272.405.822
Subestaciones de distribución.	171.258.103	170.940.369
Lineas y redes de media y baja tensión.	1.093.160.614	1.109.888.793
Maquinas y equipos de generación.	67.606.391	67.612.011
Medidores.	58.382.930	56.625.038
Equipamiento de tecnología de la información	27.876.649	26.961.395
Instalaciones fijas y accesorios	89.795.397	86.906.394
Equipos de comunicaciones.	5.653.917	5.653.676
Herramientas.	25.294.649	20.983.805
Muebles y útiles.	8.382.588	8.336.515
Instalaciones y accesorios diversos.	50.464.243	51.932.398
Vehículos de motor.	10.955.284	11.465.047
Mejoras de bienes arrendados.	5.813.516	5.813.516
Otras propiedades, plantas y equipos.	1.472.454	1.507.054
Repuestos	21.239.731	21.239.731
Total	2.672.579.175	2.619.813.464

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

Depreciación acumulada y deterioro, propiedades, planta y equipos	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Edificios.	25.341.759	24.711.915
Planta y equipos.	625.748.263	603.073.812
Subestaciones de poder.	131.624.790	124.119.094
Lineas de transporte energía.	73.488.740	69.170.670
Subestaciones de distribución.	47.463.187	45.933.315
Lineas y redes de media y baja tensión.	299.546.416	293.282.576
Maquinas y equipos de generación.	42.646.367	40.764.160
Medidores.	30.978.763	29.803.997
Equipamiento de tecnología de la información	20.389.327	18.367.601
Instalaciones fijas y accesorios	36.742.277	33.896.317
Equipos de comunicaciones.	5.072.566	4.989.576
Herramientas.	14.789.361	13.353.296
Muebles y útiles.	7.302.855	7.094.604
Instalaciones y accesorios diversos.	9.577.495	8.458.841
Vehículos de motor.	7.675.648	7.433.338
Mejoras de bienes arrendados.	3.354.443	3.354.443
Repuestos	1.352.488	1.337.887
Total	720.604.205	692.175.313

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

Movimiento al 30 de junio 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.	66.050.945			(1.032.678)	283.022	1.638					65.302.927
	Desapropiaciones		(63.173)	(40.608)			(18.938)	(181.601)				(304.320)
	Retiros.				(1.518.092)		(1.849)					(1.519.941)
	Gasto por depreciación.			(668.661)	(31.107.622)	(2.008.010)	(1.935.063)	(570.472)	(129.160)		(14.600)	(36.433.588)
	Otros incrementos (decrementos).	(48.375.342)		(379.696)	43.336.449	618.516	1.997.255		129.160	(34.600)	(1)	(2.708.259)
Total cambios		17.675.603	(63.173)	(1.088.965)	9.678.057	(1.106.472)	43.043	(752.073)	0	(34.600)	(14.601)	24.336.819
Saldo final al 30 de junio de 2020		142.799.148	84.423.003	33.366.804	1.603.747.167	7.487.322	53.053.120	3.279.636	2.459.073	1.472.454	19.887.243	1.951.974.970

Movimiento al 31 de diciembre de 2019.

Movimiento año 2019		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 2019		365.342.139	87.423.226	35.931.082	1.440.947.778	3.531.418	11.654.370	4.994.694	2.588.233	1.525.745	19.513.337	1.973.452.022
Cambios	Adiciones.	101.426.372		2.586	(6.151.100)	61.421	38.788	154.380		526.159	1.993.717	98.052.323
	Desapropiaciones	(1.767.941)	(2.314.828)	(1.045.304)	(515.682)		(108.136)	(191.494)				(5.943.385)
	Transferencias a (desde) activos no corrientes y grupos en desapropiación mantenidos para la venta.	(13.810.641)	(840.755)	(281.995)	(45.504.840)	(23.679)	(226.097)	(2.500)		(331.344)	(89.740)	(61.111.591)
	Retiros.	(840.423)			(9.051.260)		(1.411.036)	(3.000)				(11.305.719)
	Gasto por depreciación.			(1.330.326)	(59.960.057)	(1.202.493)	(4.683.281)	(1.264.181)	(98.782)	(187.523)	(193.441)	(68.920.084)
Otros incrementos (decrementos).	(325.225.961)	218.533	1.179.726	274.304.271	6.227.127	47.745.469	343.810	(30.378)	(25.983)	(1.322.029)	3.414.585	
Total cambios		(240.218.594)	(2.937.050)	(1.475.313)	153.121.332	5.062.376	41.355.707	(962.985)	(129.160)	(18.691)	388.507	(45.813.871)
Saldo final al 31 de diciembre de 2019		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

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	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Importe en libros de Propiedades, planta y equipo retiradas no mantenidas para la venta.	1.519.941	11.362.922
Importe de desembolsos sobre cuentas de propiedades, planta y equipos en proceso de construcción.	66.050.945	101.426.372

17.5.- Costo por intereses.

Durante el período terminado al 30 de junio de 2020 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2019, no se han capitalizado intereses.

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 realizó de acuerdo a NIC 16 y los requerimientos de la autoridad regulatoria, siendo revisado este proceso por auditores independientes. En el caso de la tasación de los terrenos y edificios de la Sociedad, se contrataron 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.

En el caso de los terrenos y edificios el método utilizado como se señaló fue una tasación independiente y dentro de la cual se indican las hipótesis utilizadas por los profesionales independientes.

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 el Grupo CGE.

El incremento por la revaluación en los activos durante el año 2018 fue de M\$ 161.798.223. El saldo neto al 30 de junio de 2020 luego de su depreciación y retiros por bajas alcanza a M\$ 145.535.985.

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	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Terrenos.	58.060.658	58.146.121
Edificios.	34.967.520	36.006.579
Planta y equipos.	1.482.972.811	1.470.035.751
Total	1.576.000.989	1.564.188.451

El siguiente es el movimiento de la porción del valor de los activos detallados precedentemente atribuibles a su revaluación para el período terminado al 30 de junio de 2020 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2019.

Valor de libros de Propiedades, planta y equipo revaluado según el modelo del costo	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Saldo inicial	148.822.604	158.696.216
Retiros de propiedades, planta y equipos revaluado.	(139.763)	(1.433.205)
Transferencias a (desde) activos no corrientes y grupos en enajenación mantenidos para la venta.		(1.809.295)
Depreciación de la porción del valor de propiedades, planta y equipos revaluado.	(3.146.856)	(6.631.112)
Movimiento del ejercicio	(3.286.619)	(9.873.612)
Total	145.535.985	148.822.604

Propiedades, planta y equipo, revaluación	30-06-2020			31-12-2019		
	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.	84.423.003	58.060.658	26.362.345	84.486.176	58.146.121	26.340.055
Edificios.	33.366.804	34.967.520	(1.600.716)	34.455.769	36.006.579	(1.550.810)
Planta y equipos.	1.603.747.167	1.482.972.811	120.774.356	1.594.069.110	1.470.035.751	124.033.359
Total	1.721.536.974	1.576.000.989	145.535.985	1.713.011.055	1.564.188.451	148.822.604

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	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Construcción en curso.	142.799.148	125.123.545
Equipamiento de tecnologías de la información.	7.487.322	8.593.794
Instalaciones fijas y accesorios.	53.053.120	53.010.077
Vehículos de motor.	3.279.636	4.031.709
Otras propiedades, planta y equipos.	3.931.527	3.966.127
Repuestos	19.887.243	19.901.844
Total	230.437.996	214.627.096

18.- DETERIORO DE ACTIVOS.

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

Compañía General de Electricidad S.A. evalúa anualmente o siempre y cuando existan indicadores, si la plusvalía comprada y demás activos intangibles de vida útil indefinida han sufrido algún deterioro, de acuerdo con la política contable que se describe en la Nota 3.13.- Los montos recuperables de las unidades generadoras de efectivo han sido determinados sobre la base de cálculos de sus valores en uso.

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 antes de impuesto aplicada al cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2019 fue de un 8,65%.

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 2019. Al 30 de junio de 2020 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 30 de junio de 2020 y 2019 se detallan a continuación:

Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor	01-01-2020 30-06-2020					01-04-2020 30-06-2020				
	Propiedades, planta y equipo	Activos intangibles distintos de la plusvalía	Activos financieros	Plusvalía	Total	Propiedades, planta y equipo	Activos intangibles distintos de la plusvalía	Activos financieros	Plusvalía	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo			(20.264.601)		(20.264.601)			(11.773.623)		(11.773.623)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo			608.165		608.165			286.386		286.386

Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor	01-01-2019 30-06-2019					01-04-2019 30-06-2019				
	Propiedades, planta y equipo	Activos intangibles distintos de la plusvalía	Activos financieros	Plusvalía	Total	Propiedades, planta y equipo	Activos intangibles distintos de la plusvalía	Activos financieros	Plusvalía	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo			(6.805.278)		(6.805.278)			(3.008.551)		(3.008.551)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo			434.707		434.707			268.057		268.057

Las pérdidas y reversión de pérdidas por deterioro de activos financieros al 30 de junio de 2020 y 2019, 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	01-01-2020 30-06-2020				01-04-2020 30-06-2020			
	Eléctrico Chile	Eléctrico Argentina	Servicios	Total	Eléctrico	Eléctrico Argentina	Servicios	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor	(19.174.307)	(1.066.458)	(23.836)	(20.264.601)	(11.127.710)	(642.853)	(3.060)	(11.773.623)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas		608.165		608.165		286.386		286.386

Pérdidas por deterioro de valor reconocidas o revertidas por segmento	01-01-2019 30-06-2019				01-04-2019 30-06-2019			
	Eléctrico Chile	Eléctrico Argentina	Servicios	Total	Eléctrico	Eléctrico Argentina	Servicios	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor	(5.964.147)	(841.131)		(6.805.278)	(2.483.928)	(524.623)		(3.008.551)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas		429.707	5.000	434.707		267.484	573	268.057

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

Información a revelar sobre las unidades generadoras de efectivo	30-06-2020		31-12-2019	
	Unidades generadoras de efectivo	Total	Unidades generadoras de efectivo	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Plusvalía	221.397.952	221.397.952	221.288.274	221.288.274
Activos intangibles con vidas útiles indefinidas	842.754.573	842.754.573	837.469.273	837.469.273

19.- IMPUESTOS DIFERIDOS.

19.1.- Activos por impuestos diferidos.

Activos por impuestos diferidos	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Relativos a intangibles.	1.123.388	1.126.357
Relativos a ingresos anticipados	9.061.171	9.275.707
Relativos a provisiones.	6.168.084	6.540.148
Relativos a obligaciones por beneficios a los empleados.	9.947.223	10.070.561
Relativos a pérdidas fiscales.	8.527.892	76.445
Relativos a cuentas por cobrar.	30.066.763	26.328.087
Relativos a los inventarios.	4.167.395	4.055.105
Relativos a contratos de leasing.	2.574.900	2.015.741
Concesiones IFRIC 12	842.985	798.104
Relativos a otros.	576.569	370.301
Total	73.056.370	60.656.556

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 a bases imponibles negativas que proceden de diversas sociedades de Compañía General de Electricidad S.A. Estos créditos se han generado básicamente por la aplicación de un incentivo fiscal de depreciación acelerada. La recuperación de estos créditos está asegurada por 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	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Relativos a propiedades, planta y equipos.	91.601.530	78.543.765
Relativos a revaluaciones de propiedades, planta y equipos.	41.640.293	42.581.210
Relativos a intangibles.	121.130.817	122.151.023
Relativos a acumulaciones (o devengos).	539.964	711.917
Relativos a cuentas por cobrar.	867.969	408.944
Relativos a contratos de leasing.	550.143	596.862
Relativos a otros.	24.616	24.115
Relativos a propiedades de inversión.	246.272	246.272
Total	256.601.604	245.264.108

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

El siguiente es el movimiento de los activos por impuestos diferidos al 30 de junio de 2020 y 31 de diciembre de 2019:

Movimientos en activos por impuestos diferidos	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Saldo inicial	60.656.556	69.786.684
Incremento (decremento) en activos impuestos diferidos.	12.521.268	(8.455.683)
Transferencias a (desde) activos no corrientes y grupos en enajenación mantenidos para la venta.		(148.021)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera, activos por impuesto diferido.	(121.454)	(526.424)
Cambios en activos por impuestos diferidos, total	12.399.814	(9.130.128)
Total	73.056.370	60.656.556

El siguiente es el movimiento de los pasivos por impuestos diferidos al 30 de junio de 2020 y 31 de diciembre de 2019:

Movimientos en pasivos por impuestos diferidos	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Saldo inicial	245.264.108	219.249.445
Incremento (decremento) en pasivos impuestos diferidos.	11.254.204	32.297.394
Disminución por transferencias a pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta, otras provisiones		(6.847.270)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera, pasivos por impuesto diferido.	83.292	564.539
Cambios en pasivos por impuestos diferidos, total	11.337.496	26.014.663
Total	256.601.604	245.264.108

Con fecha 31 de julio de 2019 fue fusionada la Sociedad de Computación Binaria S.A. de acuerdo a proceso de reorganización empresarial en Compañía General de Electricidad S.A.

Lo anterior generó un abono a resultados producto de la diferencia entre el capital propio de Sociedad de Computación Binaria S.A. con la inversión que mantenía Compañía General de Electricidad S.A. a la fecha fusión por un monto de M\$ 5.997.604, por concepto del reverso de pasivos por impuestos diferidos, que surgen entre las diferencias de las bases tributarias y los importes en libros de los estados financieros.

19.4.- Compensación de partidas.

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

Concepto	30-06-2020			31-12-2019		
	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.	73.056.370	(70.872.929)	2.183.441	60.656.556	(58.900.350)	1.756.206
Pasivos por impuestos diferidos.	(256.601.604)	70.872.929	(185.728.675)	(245.264.108)	58.900.350	(186.363.758)
Total	(183.545.234)	0	(183.545.234)	(184.607.552)	0	(184.607.552)

20.- OTROS PASIVOS FINANCIEROS.

El detalle de este rubro para los cierres al 30 de junio de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es el siguiente:

20.1.- Clases de otros pasivos financieros.

Pasivos financieros	Moneda	30-06-2020		31-12-2019	
		Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Préstamos bancarios.	CL \$	196.841.439	681.839.982	105.186.145	542.623.599
Préstamos bancarios.	AR \$	3.346.175		5.866.577	577.127
Total préstamos bancarios		200.187.614	681.839.982	111.052.722	543.200.726
Obligaciones con el público (bonos)	UF	15.145.434	571.697.030	14.992.374	568.283.667
Pasivos de cobertura (Nota 7.1)	UF	1.839.261		1.989.786	
Pasivos de cobertura		1.839.261	0	1.989.786	0
Total		217.172.309	1.253.537.012	128.034.882	1.111.484.393

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

20.3.- Obligaciones con el público. (Bonos)

Saldos al 30 de junio 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	30-06-2020	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	2.810.616		2.810.616			13.152.536	26.305.072	117.461.596		156.919.204
542	BCGEI-J	500.000	UF	4,75%	5,10%	12-01-2029	Chile	Semestral	Al Vencimiento	314.603		314.603					14.151.537		14.151.537
541	BCGEI-K	2.000.000	UF	4,00%	4,05%	02-12-2031	Chile	Semestral	Al Vencimiento		180.118	180.118						57.091.108	57.091.108
610	BCGET-D	3.500.000	UF	4,30%	4,20%	10-09-2030	Chile	Semestral	A partir del 03-2020	10.442.843		10.442.843	8.675.303	8.675.303	8.675.303	8.675.303	52.259.706		86.960.918
765	BCGED-E	4.000.000	UF	3,85%	3,89%	30-09-2034	Chile	Semestral	A partir del 03-2032	1.106.262		1.106.262						114.178.046	114.178.046
916	BCGEI-M	2.000.000	UF	1,95%	2,21%	01-12-2025	Chile	Semestral	A partir del 06-2035		91.293	91.293			19.161.808	28.418.794	9.256.986		56.837.588
917	BCGEI-N	3.000.000	UF	2,85%	2,90%	01-12-2041	Chile	Semestral	A partir del 06-2035		199.699	199.699						85.558.629	85.558.629
Totales										14.674.324	471.110	15.145.434	8.675.303	8.675.303	40.989.647	63.399.169	193.129.825	256.827.783	571.697.030

Saldos al 31 de diciembre de 2019.

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	31-12-2019	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	2.781.527		2.781.527				25.787.002	116.041.509	12.893.501	154.722.012
542	BCGEI-J	500.000	UF	4,75%	5,10%	12-01-2029	Chile	Semestral	Al Vencimiento	310.604		310.604					13.946.774		13.946.774
541	BCGEI-K	2.000.000	UF	4,00%	4,05%	02-12-2031	Chile	Semestral	Al Vencimiento		183.820	183.820						56.304.936	56.304.936
610	BCGET-D	3.500.000	UF	4,30%	4,20%	10-09-2030	Chile	Semestral	A partir del 03-2020	10.316.426		10.316.426	9.010.272	9.010.272	9.010.272	9.010.272	45.267.274	9.010.272	90.318.634
765	BCGED-E	4.000.000	UF	3,85%	3,89%	30-09-2034	Chile	Semestral	A partir del 03-2032	1.103.356		1.103.356						112.608.731	112.608.731
916	BCGEI-M	2.000.000	UF	1,95%	2,21%	01-12-2025	Chile	Semestral	A partir del 06-2023		93.065	93.065			18.878.754	18.878.754	18.240.488		55.997.996
917	BCGEI-N	3.000.000	UF	2,85%	2,90%	01-12-2041	Chile	Semestral	A partir del 06-2035		203.576	203.576						84.384.584	84.384.584
Totales										14.511.913	480.461	14.992.374	9.010.272	9.010.272	27.889.026	53.676.028	193.496.045	275.202.024	568.283.667

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

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Proveedores de energía y otros eléctricos. (*)	119.284.140	116.119.598	268.946.485	144.334.598
Retenciones.	18.010.049	16.663.609		
Dividendos por pagar.	1.133.494	1.826.962		
Pasivos acumulados (o devengados). (**)	6.734.446	9.554.328		
Proveedores no energéticos.	52.670.154	71.710.139		
Proveedores de importación.	290.257	513.949		
Acreedores varios.	7.241.202	7.560.700		
Otros.	707.863	248.170	200.053	200.053
Total	206.071.605	224.197.455	269.146.538	144.534.651

(*) 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., H. Briones S.A., Entel S.A. y Bureau Veritas Chile S.A.

En el ítem Acreedores varios se presentan sanciones establecidas por el EPRE (Ente Provincial Regulador de la Electricidad) de la Provincia de San Juan a Energía San Juan S.A., por calidad de servicio técnico y comercial y la diferencia de pass through originada por la aplicación de la Resolución de la Secretaría de Energía de la Nación 2016/12, la cual implementó un precio monómico de compra por un monto de M\$ 1.955.650.

21.1.- Pasivos acumulados (o devengados).

(**) Pasivos acumulados (o devengados).	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Vacaciones del personal.	5.166.414	5.901.292		
Bonificaciones de feriados	250.321	246.670		
Participación sobre resultados.	1.079.090	3.406.366		
Aguinaldos.	238.621			
Total	6.734.446	9.554.328	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
	30-06-2020 M\$	30-06-2020 M\$	30-06-2020 M\$	30-06-2020 M\$
Hasta 30 días	13.373.332	151.778.446	23.839.688	188.991.466
Entre 31 y 60 días	7.149.665	5	2.079.367	9.229.037
Entre 61 y 90 días			52.223	52.223
Entre 91 y 120 días	158	4.036	4.951.718	4.955.912
Entre 121 y 365 días			542.922	542.922
Más de 365 días		13.072.988	256.073.550	269.146.538
Total	20.523.155	164.855.475	287.539.468	472.918.098

Cuentas comerciales con plazos vencidos Cuentas comerciales vencidas según plazo	Bienes	Servicios	Otros	Total
	30-06-2020 M\$	30-06-2020 M\$	30-06-2020 M\$	30-06-2020 M\$
Hasta 30 días	305.785	1.174.852	390.052	1.870.689
Entre 31 y 60 días	142.052	12.050	208.752	362.854
Entre 61 y 90 días	23.025	30.025	13.452	66.502
Entre 91 y 120 días				0
Entre 121 y 365 días				0
Más de 365 días				0
Total	470.862	1.216.927	612.256	2.300.045

Cuentas comerciales con pagos al día (por vencer) Cuentas comerciales al día según plazo	Bienes	Servicios	Otros	Total
	31-12-2019 M\$	31-12-2019 M\$	31-12-2019 M\$	31-12-2019 M\$
Hasta 30 días	18.261.079	160.608.760	23.467.852	202.337.691
Entre 31 y 60 días	9.515.220	627	8.872.795	18.388.642
Entre 61 y 90 días	77.953		573.323	651.276
Entre 91 y 120 días			10.539	10.539
Entre 121 y 365 días			368.420	368.420
Más de 365 días		144.334.598	200.053	144.534.651
Total	27.854.252	304.943.985	33.492.982	366.291.219

Cuentas comerciales con plazos vencidos Cuentas comerciales vencidas según plazo	Bienes	Servicios	Otros	Total
	31-12-2019 M\$	31-12-2019 M\$	31-12-2019 M\$	31-12-2019 M\$
Hasta 30 días	302.425	1.245.200	407.217	1.954.842
Entre 31 y 60 días	104.785	11.020	299.785	415.590
Entre 61 y 90 días	22.525	32.525	15.405	70.455
Entre 91 y 120 días				0
Entre 121 y 365 días				0
Más de 365 días				0
Total	429.735	1.288.745	722.407	2.440.887

22.- OTRAS PROVISIONES.

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es el siguiente:

22.1.- Provisiones – saldos.

Clase de provisiones	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Provisión de reclamaciones legales.	26.065.945	15.080.895	1.020.275	719.108
Participación en utilidades y bonos.	2.508.260	4.007.984		
Otras provisiones.		28.067	8	376
Total	28.574.205	19.116.946	1.020.283	719.484

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 30 de junio de 2020.

Conceptos	Movimiento de provisiones			
	Por reclamaciones legales	Por part. en utilidades y bonos	Otras provisiones	Total al
	M\$	M\$	M\$	30-06-2020 M\$
Saldo al 1 de enero de 2020	15.800.003	4.007.984	28.443	19.836.430
Provisiones adicionales.	9.234.134			9.234.134
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	6.017.472	6.015.266	(8)	12.032.730
Provisión utilizada.	(3.662.196)	(7.514.990)	(28.067)	(11.205.253)
Reversión de provisión no utilizada.	(628.037)		(360)	(628.397)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	324.844			324.844
Total cambio en provisiones	11.286.217	(1.499.724)	(28.435)	9.758.058
Saldo al 30 de junio de 2020	27.086.220	2.508.260	8	29.594.488

Saldos al 31 de diciembre de 2019.

Conceptos	Movimiento de provisiones			
	Por reclamaciones legales	Por part. en utilidades y bonos	Otras provisiones	Total al
	M\$	M\$	M\$	31-12-2019 M\$
Saldo al 1 de enero de 2019	20.332.614	3.595.919	248.851	24.177.384
Provisiones adicionales.	11.034.652	4.823.393		15.858.045
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	779.382	384.636	6	1.164.024
Provisión utilizada.	(14.966.212)	(4.795.964)	(220.414)	(19.982.590)
Reversión de provisión no utilizada.	(848.543)			(848.543)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	(531.890)			(531.890)
Total cambio en provisiones	(4.532.611)	412.065	(220.408)	(4.340.954)
Saldo al 31 de diciembre de 2019	15.800.003	4.007.984	28.443	19.836.430

23.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es el siguiente:

23.1.- Detalle del rubro.

Provisión por beneficios a los empleados	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Provisión indemnización años de servicio.	484	1.257	14.564.520	14.396.271
Provisión premio de antigüedad.			688.951	648.821
Provisión beneficios post-jubilatorios.	1.140	2.961	18.999.376	17.664.447
Total	1.624	4.218	34.252.847	32.709.539

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

Valor presente de las obligaciones post empleo y similar	Indemnización por años de servicios		Premios por antigüedad		Beneficios post-jubilatorios	
	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Valor presente obligación, saldo inicial	14.397.528	16.582.507	648.821	1.001.629	17.667.408	14.088.249
Costo del servicio corriente obligación plan de beneficios definidos.	423.682	916.199	24.773	67.294	63.391	78.537
Costo por intereses por obligación de plan de beneficios definidos.	351.047	741.236	12.556	36.906	221.334	984.220
Ganancias pérdidas actuariales obligación planes de beneficios definidos.	703.947	(283.795)	(15.991)	(209.743)	1.298.707	3.937.619
Incremento disminución en el cambio de moneda extranjera obligación del plan de beneficios definidos.	(24.509)	(88.321)			(57.749)	(208.106)
Liquidaciones obligación plan de beneficios definidos.	(1.286.691)	(3.470.298)	18.792	(247.265)	(192.575)	(1.213.111)
Total cambios en provisiones	167.476	(2.184.979)	40.130	(352.808)	1.333.108	3.579.159
Total	14.565.004	14.397.528	688.951	648.821	19.000.516	17.667.408

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

Balance plan de beneficios	Indemnización por años de servicios		Premios por antigüedad		Beneficios post-jubilatorios	
	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Obligación presente sin fondos de plan de beneficios definidos.	14.565.004	14.397.528	688.951	648.821	19.000.516	17.667.408
Total	14.565.004	14.397.528	688.951	648.821	19.000.516	17.667.408

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	
	01-01-2020 30-06-2020 M\$	01-01-2019 30-06-2019 M\$	01-01-2020 30-06-2020 M\$	01-01-2019 30-06-2019 M\$	01-01-2020 30-06-2020 M\$	01-01-2019 30-06-2019 M\$
	Costo del servicio corriente plan de beneficios definidos.	423.682	461.675	24.773	34.572	63.391
Costo por intereses plan de beneficios definidos.	351.047	437.811	12.556	21.257	221.334	564.266
Total	774.729	899.486	37.329	55.829	284.725	628.867

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.	0,81%
Aumento futuros de salarios.	2,00%
Tabla de mortalidad.	RV-2014
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 30 de junio de 2020, 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 30 de junio de 2020, 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	3.562.775	(3.058.041)

24.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Ingresos diferidos. (*)	17.158.915	17.312.466		
Aportes reembolsables.	661.810	664.794		
Garantías recibidas en efectivo.	2.200.945	2.115.763		
Total	20.021.670	20.093.023	0	0

24.1.- Ingresos diferidos.

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es el siguiente:

(*) Detalle de los ingresos diferidos	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Ingresos diferidos por obras de terceros.	17.158.915	17.312.466		
Total	17.158.915	17.312.466	0	0

El movimiento de este rubro al 30 de junio de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es el siguiente:

Movimiento del período ingresos diferidos	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Saldo inicial ingresos diferidos	17.312.466	15.211.413
Adiciones.	10.346.620	41.950.619
Imputación a resultados.	(10.500.171)	(39.849.566)
Total	17.158.915	17.312.466

25.- PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS.

25.1.- Obligaciones por arrendamientos.

La Sociedad ha realizado una evaluación detallada de los impactos de la NIIF 16. La Sociedad producto de la adopción inicial ha registrado al 1 de enero de 2019 un incremento en sus pasivos netos por arrendamiento y un incremento en activos por derechos de uso de M\$ 10.879.471.

El detalle de las obligaciones por arrendamiento y sus plazos de vencimiento al 30 de junio de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es el siguiente:

Pagos mínimos a pagar por arrendamiento, obligaciones por arrendamientos	30-06-2020			31-12-2019		
	Bruto	Interés	Valor presente	Bruto	Interés	Valor presente
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Hasta 90 días	1.056.615	(128.883)	927.732	839.752	(96.824)	742.928
Más de 90 días hasta 1 año	3.167.259	(308.225)	2.859.034	2.285.088	(232.181)	2.052.907
Más de 1 año hasta 2 años	3.176.589	(244.520)	2.932.069	2.858.611	(178.881)	2.679.730
Más de 2 años hasta 3 años	1.373.696	(120.404)	1.253.292	1.838.587	(53.022)	1.785.565
Más de 3 años hasta 4 años	643.523	(78.730)	564.793	113.919	(7.845)	106.074
Más de 4 años hasta 5 años	575.423	(45.874)	529.549	84.806	(2.802)	82.004
Más de 5 años.	484.676	(14.476)	470.200	16.679	(180)	16.499
Total	10.477.781	(941.112)	9.536.669	8.037.442	(571.735)	7.465.707

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

Las tasas de interés aplicadas nominal anual para contrato por tipo de bien al 30 de junio de 2020 y 31 de diciembre de 2019 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%

25.2.- Activos por derecho de uso.

El detalle de los bienes arrendados 30 de junio de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es el siguiente:

Propiedades, planta y equipos en arrendamiento, neto	30-06-2020			31-12-2019		
	Valor bruto M\$	Depreciación acumulada, amortización y deterioro de valor M\$	Valor Neto M\$	Valor bruto M\$	Depreciación acumulada, amortización y deterioro de valor M\$	Valor Neto M\$
Terreno bajo arrendamientos.	11.399	(11.399)	0	11.399	(8.711)	2.688
Edificio en arrendamiento.	7.505.886	(2.738.392)	4.767.494	7.244.074	(1.782.898)	5.461.176
Equipamiento de tecnologías de la información bajo arrendamientos.	314.544	(98.295)	216.249			0
Vehículos de motor, bajo arrendamiento.	5.376.157	(1.346.107)	4.030.050	3.466.038	(1.870.667)	1.595.371
Total	13.207.986	(4.194.193)	9.013.793	10.721.511	(3.662.276)	7.059.235

Los activos se deprecian en el plazo remanente de los contratos. La depreciación acumulada al 30 de junio de 2020 alcanzó a M\$4.194.193 (M\$3.662.276 al 31 de diciembre de 2019).

A continuación, se presentan los movimientos por clase de activos originados en el período terminado al 30 de junio de 2020 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2019:

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	0	1.595.371	7.059.235
Adiciones.		335.385	314.544	3.038.446	3.688.375
Gasto por depreciación.	(2.688)	(1.029.067)	(98.295)	(603.767)	(1.733.817)
Saldo final al 30 de junio de 2020	0	4.767.494	216.249	4.030.050	9.013.793

Movimiento año 2019	Terrenos M\$	Edificios M\$	Equipamiento de tecnologías de la información M\$	Vehículos M\$	Total M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2019					0
Adiciones.	11.399	6.743.507		3.512.017	10.266.923
Retiros.		(370.947)		(29.986)	(400.933)
Gasto por depreciación.	(8.711)	(911.384)		(1.886.660)	(2.806.755)
Saldo final al 31 de diciembre de 2019	2.688	5.461.176	0	1.595.371	7.059.235

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 30 de junio de 2020 y 31 de diciembre de 2019 asciende a M\$ 1.538.604.559.

26.3.- Número de acciones suscritas y pagadas.

Al 30 de junio de 2020 y 31 de diciembre de 2019 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 17 de abril de 2019, se aprobó el pago del dividendo definitivo N° 6 de \$ 2,00 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2018, el cual se pagó con fecha 30 de abril de 2019, por un total de M\$ 4.039.794.

En Sesión Ordinaria de Directorio, celebrada el 29 de octubre de 2019, se aprobó el pago del dividendo provisorio N° 7 de \$ 4,0 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2019, el cual se pagó con fecha 28 de noviembre de 2019, por un total de M\$ 8.079.588.

En Sesión Ordinaria de Directorio, celebrada el 29 de noviembre de 2019, se aprobó el pago de un dividendo eventual N° 8 de \$ 60,0 por acción con cargo a utilidades acumuladas, el cual se pagó con fecha 12 de diciembre de 2019, por un total de M\$ 121.193.814.

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.

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 septiembre de 2018 en el patrimonio es de M\$ 115.978.857, neto de impuestos diferidos por el equivalente a un 6,3% del patrimonio total de Compañía General de Electricidad S.A. El saldo acumulado de esta reserva al cierre de los estados financieros al 30 de junio de 2020 asciende a M\$ 105.553.580, luego de ser aplicado el respectivo reciclaje, equivalente a la depreciación del ejercicio neta de impuestos diferidos por valor de M\$ 3.219.555.

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 30 de junio de 2020 ascienden a M\$ (5.190.407). (M\$(3.777.294) al 31 de diciembre de 2019), 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.- Ganancias (pérdidas) acumuladas.

Los componentes de este rubro al 30 de junio de 2020 y 31 de diciembre de 2019 son los siguientes:

Ganancias (pérdidas) acumuladas	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Aplicación NIIF 9.	(6.488.993)	(6.488.993)
Utilidades acumuladas para pago de dividendos eventuales en ejercicios futuros.	196.872.834	137.190.034
Reciclaje acumulado de superávit de reserva de revaluación.	10.425.277	7.205.722
Dividendos mínimos de acuerdo a política.		(18.334.698)
Dividendos provisorios.		(8.079.588)
Resultado del periodo o ejercicio.	14.231.535	87.961.357
Total	215.040.653	199.453.834

26.7.- Participaciones no controladoras.

Las siguientes son las participaciones no controladoras al 30 de junio de 2020 y 31 de diciembre de 2019.

Rut	Nombre de la subsidiaria	Pais de origen	Porcentaje de participación en subsidiarias de la participación no controladora		Participación no controladora en patrimonio	Ganancia (pérdida) atribuible a participación no controladora	Participación no controladora en patrimonio	Ganancia (pérdida) atribuible a participación no controladora
			30-06-2020	31-12-2019	30-06-2020	31-12-2019	30-06-2020	31-12-2019
			%	%	M\$	M\$	M\$	M\$
79.882.520-8	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	44,83508%	44,83508%	24.302.125	1.688.846	22.942.365	2.851.277
78.512.190-2	Energy Sur S.A.	Chile	45,00000%	45,00000%	624.072	(19.971)	651.159	36.277
79.882.520-8	TV Red S.A.	Chile	10,00000%	10,00000%	212.542	(33.249)	306.678	47.127
99.548.240-1	CGE Magallanes S.A.	Chile	0,10518%	0,10518%	18.468.533	(3.418)	18.474.316	(11.194)
99.548.260-6	CGE Argentina S.A.	Chile	0,00836%	0,00836%	1.595	399	1.077	(1.786)
0-E	Energía San Juan S.A.	Argentina	0,00001%	0,00001%	8	4	1	(1)
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	0,93000%	0,93000%	101.627	(2.139)	104.752	(5.180)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	0,00000%	0,00064%				(27)
Total					43.710.502	1.630.472	42.480.348	2.916.493

26.8.- Transacciones con participaciones no controladoras.

Al 30 de junio de 2020 no hay transacciones con participaciones no controladoras. Al 31 de diciembre de 2019 se efectuaron las siguientes transacciones con participaciones no controladoras.

Sociedad	31-12-2019				
	Cantidad de acciones adquiridas	% de adquisición al minoritario	Valor pagado M\$	Valor libros M\$	Imputación a otras reservas M\$
Soc. de Computación Binaria S.A.	3.459	0,00064%	208	176	32
Total			208	176	32

Estas transacciones se contabilizan de acuerdo con lo descrito en Nota 3.4.2.-, imputando la diferencia entre el monto pagado y el valor libros de la inversión adquirida a otras reservas del patrimonio neto, en el rubro "otros incrementos (decrementos) en patrimonio neto".

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

Movimientos al 30 de junio de 2020.

Movimientos de otros resultados integrales al 30-06-2020	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			14.231.535			1.630.472			15.862.007
Reservas de cobertura de flujo de efectivo									
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujo de efectivo.	(9.705.293)	2.620.429	(7.084.864)			0	(9.705.293)	2.620.429	(7.084.864)
Total movimientos del periodo o ejercicio	(9.705.293)	2.620.429	(7.084.864)	0	0	0	(9.705.293)	2.620.429	(7.084.864)
Reservas de conversión									
Ganancias (pérdidas) por diferencias de conversión.	1.543.920		1.543.920	(16.911)		(16.911)	1.527.009	0	1.527.009
Total movimientos del periodo o ejercicio	1.543.920	0	1.543.920	(16.911)	0	(16.911)	1.527.009	0	1.527.009
Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios definidos									
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	(1.935.771)	522.658	(1.413.113)	(38.133)	10.296	(27.837)	(1.973.904)	532.954	(1.440.950)
Total movimientos del periodo o ejercicio	(1.935.771)	522.658	(1.413.113)	(38.133)	10.296	(27.837)	(1.973.904)	532.954	(1.440.950)
Total resultado integral			7.277.478			1.585.724			8.863.202

Movimientos al 30 de junio de 2019.

Movimientos de otros resultados integrales al 30-06-2019	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			23.821.742			1.381.273			25.203.015
Reservas de cobertura de flujo de caja									
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujo de efectivo.	(482.096)	130.166	(351.930)			0	(482.096)	130.166	(351.930)
Total movimientos del período o ejercicio	(482.096)	130.166	(351.930)	0	0	0	(482.096)	130.166	(351.930)
Reservas de conversión									
Ganancias (pérdidas) por diferencias de conversión.	145.769		145.769	271.063		271.063	416.832	0	416.832
Total movimientos del período o ejercicio	145.769	0	145.769	271.063	0	271.063	416.832	0	416.832
Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios									
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	(428.445)	115.680	(312.765)	(3.868)	1.045	(2.823)	(432.313)	116.725	(315.588)
Total movimientos del período o ejercicio	(428.445)	115.680	(312.765)	(3.868)	1.045	(2.823)	(432.313)	116.725	(315.588)
Total resultado integral			23.302.816			1.649.513			24.952.329

27.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.

27.1.- Ingresos ordinarios.

Ingresos de actividades ordinarias	01-01-2020 30-06-2020	01-01-2019 30-06-2019	01-04-2020 30-06-2020	01-04-2019 30-06-2019
	M\$	M\$	M\$	M\$
Ventas	905.562.339	839.251.127	446.162.002	418.850.281
Venta de energía, peajes y transmisión.	901.326.862	835.577.084	444.050.850	416.525.564
Venta de mercaderías, materiales y equipos.	4.235.477	3.674.043	2.111.152	2.324.717
Prestaciones de servicios	33.045.652	45.739.984	14.622.087	23.683.469
Servicios y recargos regulados.	10.878.131	8.636.131	5.661.907	4.205.258
Arriendo de equipos de medida.	2.133.917	2.100.668	1.064.980	1.051.738
Servicios de mantenimiento de equipos a clientes.	474.123	374.036	103.012	60.558
Apoyos en postación.	1.036.113	787.179	513.682	382.214
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas.	13.115.205	26.974.149	4.871.630	13.787.147
Servicios de televisión por cable	2.255.343	2.412.898	1.087.593	1.218.906
Otras prestaciones	3.152.820	4.454.923	1.319.283	2.977.648
Total	938.607.991	884.991.111	460.784.089	442.533.750

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 30 de junio de 2020 y 2019.

27.2.- Otros ingresos, por función.

Otros ingresos por función	01-01-2020 30-06-2020	01-01-2019 30-06-2019	01-04-2020 30-06-2020	01-04-2019 30-06-2019
	M\$	M\$	M\$	M\$
Arriendo de oficinas a terceros.	566.425	52.129	106.046	26.280
Otros ingresos de operación.	931.677	38.850	729.692	17.032
Total	1.498.102	90.979	835.738	43.312

28.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES.

Los ítems del estado de resultados por función por los periodos terminados al 30 de junio de 2020 y 2019 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	01-01-2020 30-06-2020	01-01-2019 30-06-2019	01-04-2020 30-06-2020	01-04-2019 30-06-2019
	M\$	M\$	M\$	M\$
Costo de venta.	798.538.188	761.580.345	393.074.123	395.922.822
Costo de administración.	52.405.097	39.661.004	23.799.219	8.762.540
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.	19.656.436	6.370.571	11.487.237	2.740.494
Otros gastos por función.	3.406.941	2.759.053	1.461.673	1.298.522
Total	874.006.662	810.370.973	429.822.252	408.724.378

28.1.- Gastos por naturaleza.

Apertura de gastos por naturaleza	01-01-2020 30-06-2020	01-01-2019 30-06-2019	01-04-2020 30-06-2020	01-04-2019 30-06-2019
	M\$	M\$	M\$	M\$
Compra de energía.	691.184.958	642.457.677	342.406.023	324.245.058
Compra de gas.	5.885.329	6.314.881	2.873.391	3.403.972
Gastos de personal.	30.826.500	33.558.348	14.437.834	16.168.670
Gastos de operación y mantenimiento.	40.006.711	45.619.145	17.551.278	29.418.203
Gastos de administración.	42.151.253	34.030.197	19.232.596	10.673.191
Provisión de incobrables	19.656.436	6.370.571	11.487.237	2.740.494
Depreciación.	38.167.405	35.724.525	19.286.668	18.346.744
Amortización.	4.112.747	4.549.284	1.948.549	2.261.254
Otros gastos varios de operación.	2.015.323	1.746.345	598.676	1.466.792
Total	874.006.662	810.370.973	429.822.252	408.724.378

28.2.- Gastos de personal.

Gastos de personal	01-01-2020 30-06-2020	01-01-2019 30-06-2019	01-04-2020 30-06-2020	01-04-2019 30-06-2019
	M\$	M\$	M\$	M\$
Sueldos y salarios.	24.965.282	30.336.562	12.839.806	14.834.969
Beneficios a corto plazo a los empleados.	1.825.693	2.226.253	889.178	893.108
Gasto por obligación por beneficios post empleo.	519.932	427.207	234.557	218.280
Beneficios por terminación.	3.483.868	521.298	465.870	201.288
Otros gastos de personal.	31.725	47.028	8.423	21.025
Total	30.826.500	33.558.348	14.437.834	16.168.670

28.3.- Depreciación y amortización.

Detalle	01-01-2020 30-06-2020	01-01-2019 30-06-2019	01-04-2020 30-06-2020	01-04-2019 30-06-2019
	M\$	M\$	M\$	M\$
Depreciación y retiros				
Costo de ventas.	36.859.276	34.620.288	18.578.390	17.752.653
Gasto de administración.	1.308.129	1.104.237	708.278	594.091
Otras ganancias (pérdidas).	1.519.941	65.714	1.299.652	45.409
Total depreciación	39.687.346	35.790.239	20.586.320	18.392.153
Amortización				
Costo de ventas.	180.092	4.325.642	81.999	2.050.377
Gasto de administración.	3.932.655	223.642	1.866.550	210.877
Total amortización	4.112.747	4.549.284	1.948.549	2.261.254
Total	43.800.093	40.339.523	22.534.869	20.653.407

28.4.- Otras ganancias (pérdidas).

Detalle	01-01-2020	01-01-2019	01-04-2020	01-04-2019
	30-06-2020	30-06-2019	30-06-2020	30-06-2019
	M\$	M\$	M\$	M\$
Castigo o deterioro de propiedades, planta y equipos.	(1.519.941)	(65.714)	(1.299.652)	(45.409)
Venta de chatarra.	170.136	48.541	151.774	48.240
Venta de propiedades, planta y equipo.	332.960	973.226	228.001	904.195
Juicios o arbitrajes.	(7.157.234)	(3.550.612)	(3.821.828)	(2.045.826)
Remuneraciones del directorio.	(45.875)	(72.930)	(23.047)	(34.732)
Remuneraciones comité de directores.	(55.960)	(42.170)	(20.559)	(17.997)
Indemnizaciones percibidas	647.384	787.058	450.000	568.979
Otras (pérdidas) ganancias.	(843.994)	(479.715)	(1.135.530)	(457.755)
Aportes de terceros para financiar obras propias	3.022.697	3.958.162	1.326.644	2.188.954
Total	(5.449.827)	1.555.846	(4.144.197)	1.108.649

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 30 de junio de 2020 y 2019 se detallan a continuación.

Resultado financiero	01-01-2020	01-01-2019	01-04-2020	01-04-2019
	30-06-2020	30-06-2019	30-06-2020	30-06-2019
	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos financieros				
Intereses comerciales.	1.250.761	1.366.861	515.864	711.683
Ingresos por otros activos financieros.	7.944.824	6.764.802	3.666.926	3.290.527
Otros ingresos financieros.	400.124	322.020	159.921	90.531
Total ingresos financieros	9.595.709	8.453.683	4.342.711	4.092.741
Costos financieros				
Gastos por préstamos bancarios.	(16.841.529)	(15.986.890)	(9.362.322)	(7.619.962)
Gastos por obligaciones con el público (bonos).	(11.344.626)	(10.977.395)	(5.672.452)	(5.548.359)
Gastos por arrendamientos financieros.	(244.952)	(219.647)	(142.144)	(78.414)
Gastos por valoración derivados financieros.	(12.525.840)	(12.552.638)	(6.233.565)	(6.310.995)
Otros gastos. (*)	(5.380.590)	(11.068.538)	(2.727.686)	(5.783.267)
Total costos financieros	(46.337.537)	(50.805.108)	(24.138.169)	(25.340.997)
Total diferencias de cambio (Nota 29.1)	(810.041)	(90.270)	922.626	35.469
Total resultados por unidades de reajuste (Nota 29.2)	(1.504.431)	(962.972)	287.605	(1.029.865)
Total	(39.056.300)	(43.404.667)	(18.585.227)	(22.242.652)

(*) Al 30 de junio de 2019 esta partida contiene M\$10.602.950, correspondiente a intereses a pagar a Cammesa por parte de la subsidiaria Energía San Juan S.A. en la República Argentina.

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

Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera.	01-01-2020 30-06-2020	01-01-2019 30-06-2019	01-04-2020 30-06-2020	01-04-2019 30-06-2019
	M\$	M\$	M\$	M\$
Diferencias de cambio por activos				
Efectivo y equivalentes al efectivo.	(31.871)	(11.629)	(83.441)	(7.487)
Otros activos financieros.	19	(1.192)	69.997	(2.172)
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	8.877.850	(1.882)	(15.571.209)	(1.997)
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	8.448		8.448	
Total diferencias de cambio por activos	8.854.446	(14.703)	(15.576.205)	(11.656)
Diferencias de cambio por pasivos				
Otros pasivos financieros.	(2)	38.969	174	60.198
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(9.671.575)	(114.536)	16.491.567	(13.073)
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	7.090		7.090	
Total diferencias de cambio por pasivos	(9.664.487)	(75.567)	16.498.831	47.125
Total diferencia de cambios neta	(810.041)	(90.270)	922.626	35.469

29.2.- Composición unidades de reajuste.

Resultado por unidades de reajuste	01-01-2020 30-06-2020	01-01-2019 30-06-2019	01-04-2020 30-06-2020	01-04-2019 30-06-2019
	M\$	M\$	M\$	M\$
Unidades de reajuste por activos				
Otros activos financieros.	5.328.808	5.602.860	1.419.177	
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	109.851	29.197	148.894	26.600
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.		276		276
Activos por impuestos.	814.251	1.125.692	782.501	1.060.835
Total unidades de reajuste por activos	6.252.910	6.758.025	2.350.572	1.087.711
Unidades de reajuste por pasivos				
Otros pasivos financieros.	(7.710.866)	(7.627.920)	(2.022.849)	(2.025.259)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	3.310	(72)	227	832
Otras provisiones.	(20.971)		(20.971)	
Otros pasivos no financieros.		(93.005)		(93.149)
Pasivos por arrendamientos.	(28.814)		(19.374)	
Total unidades de reajuste por pasivos	(7.757.341)	(7.720.997)	(2.062.967)	(2.117.576)
Total unidades de reajuste neto	(1.504.431)	(962.972)	287.605	(1.029.865)

30.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.

En los períodos terminados al 30 de junio de 2020 y 2019 se procedió a calcular y contabilizar el impuesto a la renta con una tasa del 27%, en base a lo dispuesto por la Ley N° 20.780, publicada en el Diario Oficial con fecha 29 de septiembre de 2014. La sociedad se encuentra incorporada al sistema de tributación parcialmente integrado.

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

Durante el período terminado al 30 de junio de 2020 se originó un cargo a resultados por impuesto a las ganancias ascendente a M\$6.928.464 y al 30 de junio de 2019 un cargo por M\$11.969.233, respectivamente.

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes corriente y diferida	01-01-2020 30-06-2020	01-01-2019 30-06-2019	01-04-2020 30-06-2020	01-04-2019 30-06-2019
	M\$	M\$	M\$	M\$
Impuestos corrientes a las ganancias				
(Gasto) ingreso por impuestos corrientes.	(2.935.357)	(806.286)	(2.215.877)	(54.481)
Ajustes al impuesto corriente de períodos anteriores.	(2.135.632)	141.845	(1.409.375)	(310.338)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(5.070.989)	(664.441)	(3.625.252)	(364.819)
Impuestos diferidos				
(Gasto) ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias.	(1.988.092)	(11.339.479)	191.001	(5.040.346)
Otros componentes del (gasto) ingreso por impuestos diferido.	130.617	34.687	73.233	27.202
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos, neto	(1.857.475)	(11.304.792)	264.234	(5.013.144)
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	(6.928.464)	(11.969.233)	(3.361.018)	(5.377.963)

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

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias, extranjero y nacional	01-01-2020 30-06-2020	01-01-2019 30-06-2019	01-04-2020 30-06-2020	01-04-2019 30-06-2019
	M\$	M\$	M\$	M\$
Impuestos corrientes a las ganancias				
Gasto por impuestos corrientes, neto, extranjero.	(2.459.162)		(2.459.162)	
Gasto por impuestos corrientes, neto, nacional.	(2.611.827)	(664.441)	(1.166.090)	(364.819)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(5.070.989)	(664.441)	(3.625.252)	(364.819)
Impuestos diferidos				
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, extranjero.	561.624	2.765.848	1.528.532	3.055.619
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, nacional.	(2.419.099)	(14.070.640)	(1.264.298)	(8.068.763)
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos, neto	(1.857.475)	(11.304.792)	264.234	(5.013.144)
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	(6.928.464)	(11.969.233)	(3.361.018)	(5.377.963)

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 30 de junio de 2020 y 2019.

Conciliación del gasto por impuestos utilizando la tasa legal con el gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	01-01-2020 30-06-2020	01-01-2020 30-06-2020	01-01-2019 30-06-2019	01-01-2019 30-06-2019	01-04-2020 30-06-2020	01-04-2020 30-06-2020	01-04-2019 30-06-2019	01-04-2019 30-06-2019
	M\$	%	M\$	%	M\$	%	M\$	%
Ganancia contable	22.790.471		32.862.296		9.927.513		12.718.681	
Total de (gasto) ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(6.153.427)	27,0%	(8.872.820)	27,0%	(2.680.429)	27,0%	(3.434.044)	27,0%
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	4.539	0,0%		0,0%	(86.668)	0,9%	(1)	0,0%
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	652.718	-2,9%	(3.325.934)	10,1%	405.218	-4,1%	(1.633.781)	12,9%
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero.	(202.382)	0,9%		0,0%	(202.382)	2,0%		0,0%
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y gasto por impuestos (Ingreso)	(1.229.912)	5,4%	229.521	-0,7%	(796.757)	8,0%	(310.137)	2,4%
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	(775.037)	3,4%	(3.096.413)	9,4%	(680.589)	6,9%	(1.943.919)	15,3%
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(6.928.464)	30,4%	(11.969.233)	36,4%	(3.361.018)	33,9%	(5.377.963)	42,3%

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

Importes antes de impuestos	01-01-2020 30-06-2020			01-01-2019 30-06-2019			01-04-2020 30-06-2020			01-04-2019 30-06-2019		
	Importe antes de impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos	Importe antes de impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos	Importe antes de impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos	Importe antes de impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Cobertura de flujo de efectivo.	(9.705.293)	2.620.429	(7.084.864)	(482.096)	130.166	(351.930)	(5.263.679)	1.421.193	(3.842.486)	(40.689)	10.986	(29.703)
Diferencia de cambio por conversión.	1.527.009		1.527.009	416.832		416.832	(913.366)		(913.366)	(100.470)		(100.470)
Ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	(1.973.904)	532.954	(1.440.950)	(432.313)	116.725	(315.588)	(3.774.032)	1.018.988	(2.755.044)	(2.257.379)	609.493	(1.647.886)
Total		3.153.383			246.891			2.440.181			620.479	

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	01-01-2020 30-06-2020	01-01-2019 30-06-2019
	M\$	M\$
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	14.231.535	23.821.742
Ganancia (pérdida) por acción básica y diluidas en operaciones continuadas.	7,05	11,78
Cantidad de acciones	2.019.896.893	2.022.047.942

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 al 30 de junio de 2020 y 31 de diciembre de 2019 y del estado de resultados por función y el estado de flujo de efectivo por los períodos terminados 30 de junio de 2020 y 2019, es la siguiente:

32.2.- Cuadros patrimoniales.

32.2.1.- Activos por segmentos.

ACTIVOS	Eléctrico Chile		Eléctrico Argentina		Servicios		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$
ACTIVOS CORRIENTES										
Efectivo y equivalentes al efectivo.	255.883.854	55.257.228	1.016.170	211.916	337.983	728.184			257.238.007	56.197.328
Otros activos financieros.	11.683.830	11.855.252							11.683.830	11.855.252
Otros activos no financieros.	10.816.566	7.013.921	2.118.653	644.678	32.764	11.920			12.967.983	7.670.519
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	380.628.640	378.018.871	36.108.442	34.993.408	1.121.848	2.025.628			417.858.930	415.037.907
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	24.806.594	26.078.965	5.668	9.624	79.239	455.240	(22.347.127)	(23.531.655)	2.544.374	3.012.174
Inventarios.	973.036	705.551	3.222.335	2.544.386	4.313.973	4.347.712			8.509.344	7.597.649
Activos por impuestos.	17.377.375	29.468.971			97.630	145.804	(3.163.537)	(2.166.576)	14.311.468	27.448.199
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.	702.169.895	508.398.759	42.471.268	38.404.012	5.983.437	7.714.488	(25.510.664)	(25.698.231)	725.113.936	528.819.028
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	512.793							425.093	512.793
Total activos corrientes	702.594.988	508.911.552	42.471.268	38.404.012	5.983.437	7.714.488	(25.510.664)	(25.698.231)	725.539.029	529.331.821
ACTIVOS NO CORRIENTES										
Otros activos financieros.	2.510.372	6.715.436							2.510.372	6.715.436
Otros activos no financieros.	8.280	8.280							8.280	8.280
Cuentas por cobrar.	229.811.143	139.221.076	1.603.646	1.586.348					231.414.789	140.807.424
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	90.493.697	84.597.741	31.308.479	28.913.420			(90.056.721)	(84.194.609)	31.745.455	29.316.552
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	856.728.158	854.181.058	16.665.943	16.406.064					873.394.101	870.587.122
Plusvalía.	221.397.952	221.288.274							221.397.952	221.288.274
Propiedades, planta y equipo.	1.944.251.744	1.919.783.753			7.723.226	7.854.398			1.951.974.970	1.927.638.151
Propiedad de inversión.	8.195.556	8.402.041							8.195.556	8.402.041
Activos por derecho de uso	9.013.793	7.059.235							9.013.793	7.059.235
Activos por impuestos diferidos.			2.167.533	1.756.206	15.908				2.183.441	1.756.206
Total activos no corrientes	3.362.410.695	3.241.256.894	51.745.601	48.662.038	7.739.134	7.854.398	(90.056.721)	(84.194.609)	3.331.838.709	3.213.578.721
TOTAL ACTIVOS	4.065.005.683	3.750.168.446	94.216.869	87.066.050	13.722.571	15.568.886	(115.567.385)	(109.892.840)	4.057.377.738	3.742.910.542

32.2.2.- Pasivos y Patrimonio por segmentos.

PASIVOS	Eléctrico Chile		Eléctrico Argentina		Servicios		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$	30-06-2020 M\$	31-12-2019 M\$
PASIVOS CORRIENTES										
Otros pasivos financieros.	213.826.134	122.168.305	3.346.175	5.866.577					217.172.309	128.034.882
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	169.837.132	176.227.731	35.285.345	46.463.526	949.128	1.506.196		2	206.071.605	224.197.455
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	13.499.845	57.591.153	13.992.268	13.389.921	2.860	213.975	(22.347.127)	(23.531.657)	5.147.846	47.663.392
Otras provisiones.	27.316.270	18.037.302	1.257.935	1.079.644					28.574.205	19.116.946
Pasivos por impuestos.	804.591	685.070	2.358.946	1.481.506			(3.163.537)	(2.166.576)	0	0
Provisiones por beneficios a los empleados.			1.624	4.218					1.624	4.218
Otros pasivos no financieros.	20.021.670	19.878.016				215.007			20.021.670	20.093.023
Pasivos por arrendamientos.	3.786.766	2.795.835							3.786.766	2.795.835
Total pasivos corrientes	449.092.408	397.383.412	56.242.293	68.285.392	951.988	1.935.178	(25.510.664)	(25.698.231)	480.776.025	441.905.751
PASIVOS NO CORRIENTES										
Otros pasivos financieros.	1.253.537.012	1.110.907.266		577.127					1.253.537.012	1.111.484.393
Cuentas por pagar.	256.073.550	144.534.651	13.072.988						269.146.538	144.534.651
Otras provisiones.	8	376	1.020.275	719.108					1.020.283	719.484
Pasivo por impuestos diferidos.	185.600.757	186.053.142	51.222	55.027	76.696	255.589			185.728.675	186.363.758
Provisiones por beneficios a los empleados.	31.555.111	30.061.060	1.555.532	1.185.217	1.142.204	1.463.262			34.252.847	32.709.539
Pasivos por arrendamientos.	5.749.903	4.669.872							5.749.903	4.669.872
Total pasivos no corrientes	1.732.516.341	1.476.226.367	15.700.017	2.536.479	1.218.900	1.718.851	0	0	1.749.435.258	1.480.481.697
TOTAL PASIVOS	2.181.608.749	1.873.609.779	71.942.310	70.821.871	2.170.888	3.654.029	(25.510.664)	(25.698.231)	2.230.211.283	1.922.387.448
PATRIMONIO										
Capital emitido.	1.550.181.060	1.550.181.060	104.518.307	104.518.307	3.333.729	3.333.729	(119.428.537)	(119.428.537)	1.538.604.559	1.538.604.559
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	225.360.430	209.549.227	(39.965.571)	(44.737.202)	4.948.583	4.692.258	24.697.211	29.949.551	215.040.653	199.453.834
Primas de emisión.					954	954	(954)	(954)	0	0
Otras reservas.	64.842.523	75.078.833	(42.367.422)	(43.550.182)	2.644.345	3.236.757	4.691.295	5.218.945	29.810.741	39.984.353
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.	1.840.384.013	1.834.809.120	22.185.314	16.230.923	10.927.611	11.263.698	(90.040.985)	(84.260.995)	1.783.455.953	1.778.042.746
Participaciones no controladoras.	43.012.921	41.749.547	89.245	13.256	624.072	651.159	(15.736)	66.386	43.710.502	42.480.348
Total patrimonio	1.883.396.934	1.876.558.667	22.274.559	16.244.179	11.551.683	11.914.857	(90.056.721)	(84.194.609)	1.827.166.455	1.820.523.094
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	4.065.005.683	3.750.168.446	94.216.869	87.066.050	13.722.571	15.568.886	(115.567.385)	(109.892.840)	4.057.377.738	3.742.910.542

32.3.- Cuadros de resultados por segmentos.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Eléctrico Chile				Eléctrico Argentina				Servicios			
	01-01-2020 30-06-2020 M\$	01-01-2019 30-06-2019 M\$	01-04-2020 30-06-2020 M\$	01-04-2019 30-06-2019 M\$	01-01-2020 30-06-2020 M\$	01-01-2019 30-06-2019 M\$	01-04-2020 30-06-2020 M\$	01-04-2019 30-06-2019 M\$	01-01-2020 30-06-2020 M\$	01-01-2019 30-06-2019 M\$	01-04-2020 30-06-2020 M\$	01-04-2019 30-06-2019 M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	878.145.869	832.576.900	437.195.918	416.846.088	56.438.892	48.779.089	21.859.864	23.252.594	4.451.381	17.529.155	2.156.458	9.431.160
Costo de ventas	(759.813.475)	(710.258.051)	(379.474.205)	(369.690.742)	(35.485.541)	(39.214.862)	(12.334.019)	(17.515.323)	(3.667.323)	(12.107.432)	(1.694.050)	(8.716.757)
Ganancia bruta	118.332.394	122.318.849	57.721.713	47.155.346	20.953.351	9.564.227	9.525.845	5.737.271	784.058	5.421.723	462.408	714.403
Otros ingresos, por función.	1.503.826	1.375.804	634.037	141.093	73.653	80.969	28.587	39.698				
Gasto de administración.	(47.143.628)	(46.386.166)	(21.493.121)	(14.031.291)	(4.220.366)	(3.557.886)	(1.571.669)	(1.583.102)	(1.120.480)	(4.976.779)	(561.315)	(281.718)
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.	(19.174.307)	(5.964.147)	(11.127.710)	(2.537.613)	(458.293)	(411.424)	(356.467)	(203.454)	(23.836)	5.000	(3.060)	573
Otros gastos, por función.					(3.406.941)	(2.759.053)	(1.461.673)	(1.298.522)				
Otras ganancias (pérdidas).	(3.677.739)	2.261.185	(3.043.639)	1.437.589	(1.770.248)	(751.926)	(1.100.027)	(319.681)	(1.840)	46.587	(531)	(9.259)
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	49.840.546	73.605.525	22.691.280	32.165.124	11.171.156	2.164.907	5.064.596	2.372.210	(362.098)	496.531	(102.498)	423.999
Ingresos financieros.	9.289.066	8.602.736	4.244.471	4.406.445	655.162	971.217	246.395	569.234	566	79.686	(52)	39.921
Costos financieros.	(40.385.462)	(37.612.229)	(21.773.398)	(18.343.475)	(6.260.599)	(14.334.572)	(2.491.504)	(7.892.078)	(40.561)	(58.263)	(21.370)	(28.303)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	6.703.822	3.994.681	3.844.796	8.253.252	1.180.356		847.864					
Diferencias de cambio.	(790.719)	(133.610)	920.559	(21.986)	(2)	38.969	174	60.198	(19.320)	4.371	1.893	(2.743)
Resultados por unidades de reajuste.	(1.504.601)	(964.395)	287.532	(1.031.223)					170	1.423	73	1.358
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	23.152.652	47.492.708	10.215.240	25.428.137	6.746.073	(11.159.479)	3.667.525	(4.890.436)	(421.243)	523.748	(121.954)	434.232
Gasto por impuestos a las ganancias.	(5.202.183)	(14.843.271)	(2.470.265)	(8.477.061)	(1.897.538)	2.765.848	(930.630)	3.055.619	171.257	108.190	39.877	43.479
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.	17.950.469	32.649.437	7.744.975	16.951.076	4.848.535	(8.393.631)	2.736.895	(1.834.817)	(249.986)	631.938	(82.077)	477.711
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.		2.399.375		1.531.238		1.910.577		1.065.484				
Ganancia (pérdida)	17.950.469	35.048.812	7.744.975	18.482.314	4.848.535	(6.483.054)	2.736.895	(769.333)	(249.986)	631.938	(82.077)	477.711
Ganancia (pérdida) atribuible a												
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	16.296.140	33.582.428	6.798.678	17.494.875	4.771.631	(6.349.459)	2.694.509	(741.694)	(230.015)	616.426	(79.683)	464.161
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras.	1.654.329	1.466.384	946.297	987.439	76.904	(133.595)	42.386	(27.639)	(19.971)	15.512	(2.394)	13.550
Ganancia (pérdida)	17.950.469	35.048.812	7.744.975	18.482.314	4.848.535	(6.483.054)	2.736.895	(769.333)	(249.986)	631.938	(82.077)	477.711
Depreciación	38.034.781	34.486.483	19.220.640	17.740.208					132.624	1.238.042	66.028	606.536
Amortización	3.933.882	226.280	1.867.163	212.139	178.865	245.584	81.386	127.496		4.077.420		1.921.619
EBITDA	95.486.948	106.057.103	46.822.722	48.679.882	13.120.269	3.162.417	6.246.009	2.819.387	(227.634)	5.765.406	(35.939)	2.961.413

32.3.- Cuadros de resultados por segmentos (continuación).

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Ajustes de consolidación				Consolidado			
	01-01-2020 30-06-2020 M\$	01-01-2019 30-06-2019 M\$	01-04-2020 30-06-2020 M\$	01-04-2019 30-06-2019 M\$	01-01-2020 30-06-2020 M\$	01-01-2019 30-06-2019 M\$	01-04-2020 30-06-2020 M\$	01-04-2019 30-06-2019 M\$
	Ingresos de actividades ordinarias.	(428.151)	(13.894.033)	(428.151)	(6.996.092)	938.607.991	884.991.111	460.784.089
Costo de ventas	428.151		428.151		(798.538.188)	(761.580.345)	(393.074.123)	(395.922.822)
Ganancia bruta	0	(13.894.033)	0	(6.996.092)	140.069.803	123.410.766	67.709.966	46.610.928
Otros ingresos, por función.	(79.377)	(1.365.794)	173.114	(137.479)	1.498.102	90.979	835.738	43.312
Gasto de administración.	79.377	15.259.827	(173.114)	7.133.571	(52.405.097)	(39.661.004)	(23.799.219)	(8.762.540)
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.					(19.656.436)	(6.370.571)	(11.487.237)	(2.740.494)
Otros gastos, por función.					(3.406.941)	(2.759.053)	(1.461.673)	(1.298.522)
Otras ganancias (pérdidas).					(5.449.827)	1.555.846	(4.144.197)	1.108.649
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	0	0	0	0	60.649.604	76.266.963	27.653.378	34.961.333
Ingresos financieros.	(349.085)	(1.199.956)	(148.103)	(922.859)	9.595.709	8.453.683	4.342.711	4.092.741
Costos financieros.	349.085	1.199.956	148.103	922.859	(46.337.537)	(50.805.108)	(24.138.169)	(25.340.997)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	(6.687.011)	(3.994.681)	(3.833.298)	(8.253.252)	1.197.167		859.362	
Diferencias de cambio.					(810.041)	(90.270)	922.626	35.469
Resultados por unidades de reajuste.					(1.504.431)	(962.972)	287.605	(1.029.865)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	(6.687.011)	(3.994.681)	(3.833.298)	(8.253.252)	22.790.471	32.862.296	9.927.513	12.718.681
Gasto por impuestos a las ganancias.					(6.928.464)	(11.969.233)	(3.361.018)	(5.377.963)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.	(6.687.011)	(3.994.681)	(3.833.298)	(8.253.252)	15.862.007	20.893.063	6.566.495	7.340.718
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.						4.309.952		2.596.722
Ganancia (pérdida)	(6.687.011)	(3.994.681)	(3.833.298)	(8.253.252)	15.862.007	25.203.015	6.566.495	9.937.440
Ganancia (pérdida) atribuible a								
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	(6.606.221)	(4.027.653)	(3.789.161)	(8.182.241)	14.231.535	23.821.742	5.624.343	9.035.101
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras.	(80.790)	32.972	(44.137)	(71.011)	1.630.472	1.381.273	942.152	902.339
Ganancia (pérdida)	(6.687.011)	(3.994.681)	(3.833.298)	(8.253.252)	15.862.007	25.203.015	6.566.495	9.937.440
Depreciación					38.167.405	35.724.525	19.286.668	18.346.744
Amortización					4.112.747	4.549.284	1.948.549	2.261.254
EBITDA	0	0	0	0	108.379.583	114.984.926	53.032.792	54.460.682

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	
	01-01-2020 30-06-2020 M\$	01-01-2019 30-06-2019 M\$	01-01-2020 30-06-2020 M\$	01-01-2019 30-06-2019 M\$	01-01-2020 30-06-2020 M\$	01-01-2019 30-06-2019 M\$	01-01-2020 30-06-2020 M\$	01-01-2019 30-06-2019 M\$	01-01-2020 30-06-2020 M\$	01-01-2019 30-06-2019 M\$
	Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación.	116.139.611	113.022.057	10.954.007	13.263.739	(165.735)	4.240.122	19.505.764	8.481.621	146.433.647
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión.	(76.307.270)	(26.168.293)	(1.567.762)	(2.287.398)	(69.498)	(1.430.901)	(2.678.030)	(2.637.182)	(80.622.560)	(32.523.774)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación.	160.794.285	(64.602.765)	(8.567.335)	(9.066.422)	(203.812)	(2.752.475)	(16.827.734)	(5.844.439)	135.195.404	(82.266.101)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios	200.626.626	22.250.999	818.910	1.909.919	(439.045)	56.746	0	0	201.006.491	24.217.664
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.			(14.656)	(27.468)	48.844	(11.026)			34.188	(38.494)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	200.626.626	22.250.999	804.254	1.882.451	(390.201)	45.720	0	0	201.040.679	24.179.170
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo o ejercicio.	55.257.228	4.119.189	211.916	244.101	728.184	444.654			56.197.328	4.807.944
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo o ejercicio	255.883.854	26.370.188	1.016.170	2.126.552	337.983	490.374	0	0	257.238.007	28.987.114

33.- SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA.

33.1.- Resumen de saldos en moneda extranjera.

Saldos al 30 de junio 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 30-06-2020 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 \$	853.191	853.191		853.191				0	853.191
Activos corrientes	AR \$	60.730.119	3.024.328	39.436.202	42.460.530	1.603.646		16.665.943	18.269.589	60.730.119
Activos corrientes	EUR \$	8.454	8.454		8.454				0	8.454
Total activos en moneda extranjera	M/e	61.591.764	3.885.973	39.436.202	43.322.175	1.603.646	0	16.665.943	18.269.589	61.591.764
Pasivos corrientes	US \$	286.845	286.845		286.845				0	286.845
Pasivos corrientes	AR \$	55.539.874	35.285.345	4.605.734	39.891.079	14.093.263		1.555.532	15.648.795	55.539.874
Pasivos corrientes	EUR \$	3.412	3.412		3.412				0	3.412
Total pasivos en moneda extranjera	M/e	55.830.131	35.575.602	4.605.734	40.181.336	14.093.263	0	1.555.532	15.648.795	55.830.131

Saldos al 31 de diciembre de 2019.

Resumen moneda extranjera	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes				Total activos 31-12-2019 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 \$	1.062.715	1.062.715		1.062.715				0	1.062.715
Activos corrientes	AR \$	58.137.947	746.110	37.643.219	38.389.329	1.586.348		18.162.270	19.748.618	58.137.947
Activos corrientes	EUR \$	5.375	5.375		5.375				0	5.375
Total activos en moneda extranjera	M/e	59.206.037	1.814.200	37.643.219	39.457.419	1.586.348	0	18.162.270	19.748.618	59.206.037
Pasivos corrientes	US \$	513.933	513.933		513.933				0	513.933
Pasivos corrientes	AR \$	55.895.417	46.877.981	6.535.984	53.413.965	1.296.235		1.185.217	2.481.452	55.895.417
Pasivos corrientes	EUR \$	16	16		16				0	16
Total pasivos en moneda extranjera	M/e	56.409.366	47.391.930	6.535.984	53.927.914	1.296.235	0	1.185.217	2.481.452	56.409.366

33.2.- Saldos en moneda extranjera, activos.

Saldos al 30 de junio 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 30-06-2020 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 \$	477.428	477.428		477.428				0	477.428
Efectivo y equivalentes al efectivo.	AR \$	1.010.296	1.010.296		1.010.296				0	1.010.296
Efectivo y equivalentes al efectivo.	EUR \$	804	804		804				0	804
Otros activos no financieros.	AR \$	2.118.653	2.013.228	105.425	2.118.653				0	2.118.653
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	AR \$	36.108.442		36.108.442	36.108.442				0	36.108.442
Inventarios.	US \$	375.763	375.763		375.763				0	375.763
Inventarios.	AR \$	3.222.335		3.222.335	3.222.335				0	3.222.335
Inventarios.	EUR \$	8.454	8.454		8.454				0	8.454
Derechos por cobrar.	AR \$	1.603.646			0	1.603.646			1.603.646	1.603.646
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	AR \$	16.665.943			0			16.665.943	16.665.943	16.665.943
Total activos en moneda extranjera	M/e	61.591.764	3.885.973	39.436.202	43.322.175	1.603.646	0	16.665.943	18.269.589	61.591.764

Saldos al 31 de diciembre de 2019.

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 31-12-2019 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 \$	718.364	718.364		718.364				0	718.364
Efectivo y equivalentes al efectivo.	AR \$	206.109	206.109		206.109				0	206.109
Efectivo y equivalentes al efectivo.	EUR \$	748	748		748				0	748
Otros activos no financieros.	AR \$	644.678	539.253	105.425	644.678				0	644.678
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	AR \$	34.993.408		34.993.408	34.993.408				0	34.993.408
Inventarios.	US \$	344.351	344.351		344.351				0	344.351
Inventarios.	AR \$	2.544.386		2.544.386	2.544.386				0	2.544.386
Inventarios.	EUR \$	5.375	5.375		5.375				0	5.375
Derechos por cobrar.	AR \$	1.586.348			0	1.586.348			1.586.348	1.586.348
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	AR \$	16.406.064			0			16.406.064	16.406.064	16.406.064
Activos por impuestos diferidos.	AR \$	1.756.206			0			1.756.206	1.756.206	1.756.206
Total activos en moneda extranjera	M/e	59.206.037	1.814.200	37.643.219	39.457.419	1.586.348	0	18.162.270	19.748.618	59.206.037

33.3.- Saldos en moneda extranjera, pasivos.

Saldos al 30 de junio de 2020.

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 30-06-2020 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\$	
Pasivos financieros.	AR \$	3.346.175		3.346.175	3.346.175				0	3.346.175
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	US \$	286.845	286.845		286.845				0	286.845
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	AR \$	35.285.345	35.285.345		35.285.345				0	35.285.345
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	EUR \$	3.412	3.412		3.412				0	3.412
Otras provisiones a corto plazo.	AR \$	1.259.559		1.259.559	1.259.559				0	1.259.559
Otras cuentas por pagar	AR \$	13.072.988			0	13.072.988			13.072.988	13.072.988
Otras provisiones	AR \$	1.020.275			0	1.020.275			1.020.275	1.020.275
Provisión por beneficio a los empleados	AR \$	1.555.532			0			1.555.532	1.555.532	1.555.532
Total pasivos en moneda extranjera		55.830.131	35.575.602	4.605.734	40.181.336	14.093.263	0	1.555.532	15.648.795	55.830.131

Saldos al 31 de diciembre de 2019.

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 31-12-2019 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\$	
Pasivos financieros.	AR \$	5.866.577	414.455	5.452.122	5.866.577				0	5.866.577
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	US \$	513.933	513.933		513.933				0	513.933
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	AR \$	46.463.526	46.463.526		46.463.526				0	46.463.526
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	EUR \$	16	16		16				0	16
Otras provisiones a corto plazo.	AR \$	1.083.862		1.083.862	1.083.862				0	1.083.862
Pasivos financieros.	AR \$	577.127			0	577.127			577.127	577.127
Otras provisiones	AR \$	719.108			0	719.108			719.108	719.108
Provisión por beneficio a los empleados	AR \$	1.185.217			0			1.185.217	1.185.217	1.185.217
Total pasivos en moneda extranjera		56.409.366	47.391.930	6.535.984	53.927.914	1.296.235	0	1.185.217	2.481.452	56.409.366

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 3 de abril de 2020, se citó a las partes a oír sentencia.
- 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 3 de abril de 2020, se citó a las partes a oír sentencia.
- 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 Barahona.
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 Barahona.
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 Barahona
Cuantía: M\$ 1.977.439.
Estado: Etapa de prueba finalizada con diligencias pendientes.

- 34.1.6- Nombre del Juicio: "Del Valle con CGE."
 Fecha: 31 de enero 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: Etapa 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 M\$ 1.658.987 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 por todas las partes del juicio, las que se encuentran pendientes de resolución.
- 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: "Benitez con CGED."
 Fecha: 1 de agosto de 2017.
 Tribunal: 1° Juzgado Civil de Temuco
 Rol N°: 1.020-2017.
 Materia: Indemnización de perjuicios.
 Cuantía: M\$ 251.000
 Estado: Etapa de prueba finalizada.

- 34.1.10- Nombre del Juicio: "Inversiones, Asesorías y Capacitaciones 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 16 de junio de 2020, se rechazó la demanda. Se encuentra pendiente el plazo para ejercer eventuales recursos ante la Corte de Apelaciones de Santiago.
- 34.1.12- Nombre del Juicio: "Conadecus con CGED, Frontel y Codiner"
Fecha: 13 de diciembre de 2017
Tribunal: 2° Juzgado Civil de Santiago
Rol N°: 5.015-2017
Materia: Demanda Colectiva por efectos de los temporales de fecha 12 de agosto de 2017 en la región de la Araucanía.
Cuantía: Indeterminada
Estado: Con fecha 30 de abril de 2020, se rechazó la demanda. Con fecha 12 de mayo de 2020, Conadecus presentó recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Temuco, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 34.1.13- Nombre del Juicio: "Agrícola Pumahué 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 4 de mayo de 2020, se citó a las partes a oír sentencia.

- 34.1.14- Nombre del Juicio: "Sociedad THL con CGED"
Fecha: 9 de febrero de 2018.
Tribunal: 1° Juzgado Civil de Rancagua.
Rol N°: 1.087-2018
Materia: Indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 155.650.
Estado: Con fecha 20 de mayo de 2020, se citó a las partes a oír sentencia.
- 34.1.15- 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
- 34.1.16- 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.
- 34.1.17- 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 de indemnización de perjuicios por corte suministro a electro dependiente.
Cuantía: M\$ 400.000.
Estado: Etapa de discusión finalizada.
- 34.1.18- 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 10 de septiembre de 2019, se citó a las partes a oír sentencia.
- 34.1.19- 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: Etapa de prueba.

- 34.1.20- 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.
- 34.1.21- Nombre del Juicio: "Valdés con CGE"
Fecha: 27 de febrero de 2019.
Tribunal: Juzgado de Letras de Constitución.
Rol N°: 3-2019.
Materia: Indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 189.483.
Estado: Con fecha 17 de abril de 2020, se citó a las partes a oír sentencia.
- 34.1.22- 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: Etapa de prueba finalizada con diligencia pendientes.
- 34.1.23- Nombre del Juicio: "Sernac con CONAFE"
Fecha: 11 de septiembre de 2017.
Tribunal: 3° Juzgado Civil de Viña del Mar.
Rol N°: 3.070-2017.
Materia: Demanda Colectiva por efectos de los temporales de junio de 2017 que afectaron a la zona centro y sur del país.
Cuantía: Indeterminada
Estado: Con fecha 5 de agosto de 2019, se decretó el abandono del procedimiento, lo que fue confirmado por la Corte de Apelaciones de Valparaíso con fecha 28 de agosto de 2019. Con fecha 12 de septiembre de 2019, SERNAC presentó un recurso de casación en el fondo, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 34.1.24- 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 \$121.528.142. 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 encuentra pendiente el plazo para presentar un recurso de casación ante la Corte Suprema.

- 34.1.25- 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.
- 34.1.26- 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.
- 34.1.27- 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 se encuentra pendiente de resolución.
- 34.1.28- 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.

- 34.1.29- 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.
- 34.1.30- 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.
- 34.1.31- 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.
- 34.1.32- 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 Perdiguadero.
Cuantía: M\$ 2.504.050.
Estado: Etapa de discusión.
- 34.1.33- 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.
- 34.1.34- 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.

- 34.1.35- 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.
- 34.1.36- 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 Barahona.
Cuantía: M\$ 9.884.317
Estado: Etapa discusión finalizada.
- 34.1.37- 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.
- 34.1.38- 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 priebea.
- 34.1.39- 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.
- 34.1.40- 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.

- 34.1.41- 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.
- 34.1.42- 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 Perdigadero.
Cuantía: M\$ 1.555.000.
Estado: Demanda presentada sin notificar.
- 34.1.43- Nombre del Juicio: "Inversiones Inmobiliarias Plan C y otros con CGE"
Fecha: 29 de noviembre de 2019.
Tribunal: 9° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 32.005-2019.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Tuman Navidad.
Cuantía: M\$ 7.712.731.
Estado: Demanda presentada y sin notificar a todos los demandados.
- 34.1.44- Nombre del Juicio: "Misseroni y Aguayo con CGE"
Fecha: 4 de diciembre de 2019.
Tribunal: 28° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 33.002-2019.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Tuman Navidad.
Cuantía: M\$ 314.100.
Estado: Demanda presentada sin notificar.
- 34.1.45- 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.
- 34.1.46- 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.

- 34.1.47- 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.
- 34.1.48- 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.
- 34.1.49- Nombre del Juicio: "Calufquir y otros con CGE".
Fecha: 17 de marzo de 2020.
Tribunal: Juzgado de Pitrufulquen.
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.
- 34.1.50- 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.
- 34.1.51- 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.

- 34.1.52- 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.
- 34.1.53- Nombre del Juicio: "Pinochet con CGE"
 Fecha: 23 de abril de 2020.
 Tribunal: 9° Juzgado Civil de Santiago.
 Rol N°: 4413-2020
 Materia: Indemnización de perjuicios por incendio en la comuna de San Clemente durante el año 2020.
 Cuantía: M\$ 240.000.
 Estado: Etapa de discusión.
- 34.1.54- Nombre del Juicio: "Forestal Arauco con CGE"
 Fecha: 5 de junio de 2020.
 Tribunal: 20° Juzgado Civil de Santiago.
 Rol N°: 3634-2020.
 Materia: Indemnización de perjuicios por incendio Tabunco – El Aguila.
 Cuantía: MUSDS\$ 1.879.
 Estado: Etapa de discusión.
- 34.1.55- Nombre del Juicio: "Forestal Arauco con CGE"
 Fecha: 5 de junio de 2020.
 Tribunal: 20° Juzgado Civil de Santiago.
 Rol N°: 3637-2020.
 Materia: Indemnización de perjuicios por incendio Nilahue Baraona.
 Cuantía: MUSDS\$ 9.354.
 Estado: Etapa de discusión.

34.2.- Sanciones administrativas.

- 34.2.1.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 23.111, de fecha 2 de abril de 2018, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 5.000 UTM, por falla línea 110KV Pan de Azúcar-San Joaquín. Con fecha 18 de abril de 2018, se interpuso un recurso de reposición ante la misma Superintendencia, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.2.- 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 ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra pendiente.

- 34.2.3.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 27.001 de fecha 27 de diciembre de 2018 Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 6.000 UTM por incumplimiento de la obligación de mantenimiento establecida en el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctricos, por falla ocurrida en la SE Paniehue, producto de pérdida de aislación. Con fecha 07 de enero de 2019, se presentó un recurso de reposición el que se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.4.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 29.090 de fecha 16 mayo de 2019 Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 9.000 UTM por incumplimiento de la obligación de mantenimiento establecida en el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctricos, por falta de poda y roce en la línea 66 KV Temuco-Loncoche. Con fecha 24 de mayo de 2019, se interpuso recurso de reposición, el que fue rechazado. Con fecha 28 febrero de 2020, se presentó un recurso de reclamación ante la Corte de Apelaciones de Santiago. Con fecha 17 de junio de 2020, dicha Corte de Apelaciones rechazó el recurso. Se encuentra pendiente el plazo para presentar un recurso de apelación ante la Corte Suprema.
- 34.2.5.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 30.194 de fecha 26 de agosto de 2019, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 7.000 UTM por estado de instalaciones en la Región del Libertador General Bernardo O'Higgins y Región de la Araucanía. Con fecha 2 de septiembre de 2019, se interpuso recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 34.2.6.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 30.553 de fecha 7 de octubre de 2019, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 3.000 UTM por la pérdida de aislación de la subestación La Portada. Con fecha 14 de octubre de 2019, se interpuso un recurso de reposición que fue rechazado. Con fecha 11 mayo de 2020, se presentó un recurso de reclamación por ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra en tramitación.
- 34.2.7.- 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 Peñaflores como consecuencia del temporal de mayo de 2019. Con fecha 9 de diciembre de 2019, se interpuso recurso de reposición el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 34.2.8.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 31.317 de fecha 30 de diciembre de 2019, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 4.000 UTM por Falla en la S/E Quiani. Con fecha 7 de enero de 2020, se interpuso recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 34.2.9.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 31.499 de fecha 20 de enero de 2020, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 9.000 UTM por desconexiones que afectaron a clientes regulados conectados a S/E Pucón. Con fecha 27 de enero de 2020, se interpuso recurso de reposición, que fue rechazado. Se interpuso un recurso de reclamación con fecha 13 de marzo de 2020, ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra pendiente de resolución.

- 34.2.10.- 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. 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 que se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.11.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 31.870 de fecha 13 de febrero de 2020, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 10.000 UTM. Infracciones en relación con planes de acción de mantenimiento preventivos, de acuerdo a las instrucciones impartidas por SEC Maule. Se interpuso recurso de reposición con fecha 2 de marzo de 2020. Con fecha 30 de abril de 2020, SEC rebajó la multa a 7.000 UTM. Con fecha 13 mayo de 2020, se presentó un recurso de reclamación ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra en tramitación.
- 34.2.12.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 31.926 de fecha 24 de febrero de 2020, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 5.000 UTM. Incumplimiento a lo dispuesto en el artículo 139° del DFL N° 4/20.018, en relación con artículos 295 y 206 del Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, en relación con falla ocurrida el 25 de agosto de 2018, en la Subestación San Joaquín Cuarta Región. Con fecha 9 de marzo de 2020, se interpuso recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.13.- 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. Falla en Línea de 66 KvA Charrúa-Chillan. Se interpuso recurso de reposición con fecha 20 de mayo de 2020, el cual se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.14.- 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. Falla en Línea de 66 KvA Victoria-Traiguén. Se interpuso recurso de reposición con fecha 20 de mayo de 2020, el cual se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.15.- 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. Falla en Línea de 66 KvA Loncoche-Villarrica. Se interpuso recurso de reposición con fecha 20 de mayo de 2020, el cual se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.16.- 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. Falla en Línea de 110 KvA Quelentaro-Portezuelo. Se interpuso recurso de reposición con fecha 20 de mayo de 2020, el cual se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.17.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 32.611 de fecha 20 de mayo de 2020, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 60.000 UTM. Planes de mediciones contemplados en la NTCS. Se interpuso recurso de reposición con fecha 28 de mayo de 2020, el cual se encuentra 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 30 de junio de 2020 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2019.

34.3.2.- De otras autoridades administrativas.

Los Directores y Ejecutivos no han sido sancionados por otras autoridades administrativas durante el período terminado al 30 de junio de 2020 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2019.

La Sociedad y sus subsidiarias enumeradas en la Nota 34.2 han sido sancionadas por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

34.4.- Restricciones.

Compañía General de Electricidad S.A. ha convenido con bancos, acreedores y tenedores de bonos los siguientes covenants financieros medidos sobre la base de los estados financieros:

Índice	Serie de Bonos						
	BCGEI - I	BCGEI - J	BCGEI - K	BCGED - E	BCGET - D	BCGEI - M	BCGEI - N
Razón de endeudamiento financiero	< o = 1,5 veces	< o = 1,5 veces	< o = 1,5 veces	< o = 1,25 veces	< o = 1,1 veces	< o = 1,25 veces	< o = 1,25 veces
Activos libres de garantías reales	> o = 1,2 veces pasivos financieros sin garantías	> o = 1,2 veces pasivos financieros sin garantías	> o = 1,2 veces pasivos financieros sin garantías	> o = 1,2 veces pasivos financieros sin garantías	> o = 1,2 veces pasivos financieros sin garantías	> o = 1,2 veces saldo insoluto de los bonos con cargo a la presente línea	> o = 1,2 veces saldo insoluto de los bonos con cargo a la presente línea
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
Activos en el sector Eléctrico y Gas	> o = 2 veces capital insoluto de los bonos con cargo a la presente línea	> o = 2 veces capital insoluto de los bonos con cargo a la presente línea	> o = 2 veces capital insoluto de los bonos con cargo a la presente línea	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica

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 y BCGEI-N

- 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, y BCGEI-N: Mantener al menos un 70% del total de activos en los sectores de transmisión y/o distribución y/o comercialización de electricidad, incluyendo para el cálculo de dicho porcentaje la cuenta "Efectivo y Equivalentes al Efectivo", la cuenta "Plusvalía" que pertenezcan a los referidos sectores y la cuenta "Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía" de los Estados Financieros consolidados del emisor.

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

Índice	Medición	Factor	Resultado	Periodicidad de medición	Procedencia
Razón de endeudamiento financiero	(Total deuda financiera - efectivo y equivalente al efectivo) / total patrimonio neto	< 0 = 1,1 veces	0,66 Veces	Trimestral	Bonos
Activos libres de garantías reales	Activos sin Garantía/total deuda financiera no garantizada	> 0 = 1,2 veces	2,76 Veces	Trimestral	Bonos
Activos libres de garantías reales	Activos sin Garantía/Saldo insoluto de línea N° 916	> 0 = 1,2 veces	70,69 Veces	Trimestral	Bonos
Activos libres de garantías reales	Activos sin Garantía/Saldo insoluto de línea N° 917	> 0 = 1,2 veces	47,13 Veces	Trimestral	Bonos
Patrimonio mínimo	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	> UF 25.000.000	UF 62.149.075	Trimestral	Bonos
Activos en el sector Eléctrico y Gas	Activos sector eléctrico y gas/Capital insoluto línea bonos N°541	> 2 veces	69,07 Veces	Trimestral	Bonos
Activos en el sector Eléctrico y Gas	Activos sector eléctrico y gas/Capital insoluto línea bonos N°542	> 2 veces	23,02 Veces	Trimestral	Bonos

Otros Resguardos: Causal de Rescate Anticipado

Causal de Rescate Anticipado Voluntario	Activos en transmisión y distribución de electricidad	> 0 = 70% de Activos Totales	97,71% de los Activos Totales	Trimestral	Bonos
-----------------------------------------	-------------------------------------------------------	------------------------------	-------------------------------	------------	-------

Al cierre de los estados financieros consolidados intermedios al 30 de junio de 2020 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 30 de junio de 2020 y 31 de diciembre de 2019 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 30 de junio de 2020 y 31 de diciembre de 2019:

Subsidiaria / área	30-06-2020				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Compañía General de Electricidad S.A.	44	472	447	963	1.006
CGE Magallanes S.A. y subsidiarias	3	52	84	139	140
CGE Argentina S.A. y subsidiarias	28	213		241	242
Transformadores Tusan S.A. y subsidiarias	4	48	82	134	140
Total	79	785	613	1.477	1.528

Subsidiaria / área	31-12-2019				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Compañía General de Electricidad S.A.	48	543	530	1.121	1.456
CGE Magallanes S.A. y subsidiarias	3	54	85	142	142
CGE Argentina S.A. y subsidiarias	28	217		245	248
Transformadores Tusan S.A. y subsidiaria	5	58	92	155	159
Total	84	872	707	1.663	2.005

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.

La subsidiaria Transemel S.A., hasta el 1 de octubre de 2019, acorde con las políticas medioambientales desarrolló y mantuvo sistemas de gestión ambiental que les permite mejorar en forma sostenida su desempeño en esta materia, con el objetivo de desarrollar su actividad de manera eficiente y limpia. Adicionalmente, teniendo en consideración los nuevos proyectos de inversión, cada proyecto es evaluado de acuerdo a la normativa legal vigente, presentando las declaraciones y/o estudios de impacto ambiental que correspondan, al servicio respectivo. Dichos estudios son preparados por estas compañías, dando así, cumplimiento a la normativa vigente. A su vez, ambas empresas también suscribieron el acuerdo de medir su huella de carbono, y hacer gestión sobre ella.

El siguiente es el detalle de los desembolsos efectuados y que se efectuarán relacionados con normas de medioambiente al 30 de junio de 2020 y 31 de diciembre de 2019:

Al 30 de junio 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.	Reportabilidad emisiones para estimación de Impuestos Verdes 2019	Estimación de emisiones de contaminantes de turbogeneradores Central Tres Puentes y remisión de antecedentes en plataformas SICTER y SIV, para cuantificación de impuestos verdes 4° trimestre 2019	Gasto	Asesorías Técnicas	2.873	21-02-2020
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.	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.	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.	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.	Validación Anual CEMS HITACHI	Gastos adicionales validación anual CEMS	Gasto	Asesorías Técnicas	3.254	01-06-2020
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.	Gases Patrones CEMS 2 Etapa	Reposición gases patrones CEMS nesarios para registro de datos entrega N°2	Gasto	Mantenimiento de Maquinaria y Equipos	294	15-07-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría RETC	Estudio cuantificación de emisiones y reportabilidad RETC en portal ventanilla única	Gasto	Asesorías Técnicas	1.160	31-07-2020
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.	Mantenimientos Sistema de Acreditación de Actividad Turbina - SAAT (Primer Trimestre)	Mantenimiento del Sistema de Acreditación de Actividad de Turbinas SAAT, que almacena y procesa consumos de combustibles.	Gasto	Asesorías Técnicas	286	25-06-2020

Al 30 de junio 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.	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.	Insonorización Central Tres Puentes	Diseño e implementación medidas de control de ruido en Central Tres Puentes	Inversión	Obra Insonorización Central Tres Puentes	42.613	30-07-2020
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	78.764	31-08-2020
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	22.863	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	4.637	31-10-2020
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.	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.	Mantenimientos Anual Sistema de Acreditación de Actividad Turbina - SAAT (In Situ)	Mantenimiento anual del Sistema de Acreditación de Actividad de Turbinas SAAT, que almacena y procesa consumos de combustibles.	Gasto	Asesorías Técnicas	2.327	20-08-2020
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
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantenimientos Sistema de Acreditación de Actividad Turbina - SAAT (Segundo Trimestre)	Mantenimiento del Sistema de Acreditación de Actividad de Turbinas SAAT, que almacena y procesa consumos de combustibles.	Gasto	Asesorías Técnicas	286	23-09-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Monitoreo Calidad de Aire CTP 2020	Seguimiento compromisos ambientales RCA turbogeneradores Central Tres Puentes	Gasto	Seguimiento RCA	6.056	30-09-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Monitoreo Calidad de Aire CPN 2020	Seguimiento compromisos ambientales RCA TG Centauro, Central Puerto Natales	Gasto	Seguimiento RCA	9.229	30-09-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Evaluación de ruido CPN 2020	Seguimiento compromisos ambientales RCA TG Centauro, Central Puerto Natales	Gasto	Seguimiento RCA	7.210	30-09-2020
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	Gasto	Asesorías Técnicas	235	01-10-2020
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	339	01-11-2020
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.	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.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Nov)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	313	01-12-2020
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	5.008	05-12-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantenimientos Sistema de Acreditación de Actividad Turbina - SAAT (Tercer Trimestre)	Mantenimiento del Sistema de Acreditación de Actividad de Turbinas SAAT, que almacena y procesa consumos de combustibles.	Gasto	Asesorías Técnicas	286	20-12-2020

Al 30 de junio 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.	Insonorización Central Porvenir	Diseño e implementación medidas de control de ruido en Central Porvenir	Inversión	Obra Insonorización Central Tres Puentes	400.000	30-12-2020
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	1.167.994	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	629.338	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	3.515.470	30-12-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reportabilidad emisiones para estimación de Impuestos Verdes 2020	Estimación de emisiones de contaminantes de turbogeneradores Central Tres Puentes y remisión de antecedentes en plataformas SICTER y SIV, para cuantificación de impuestos verdes trimestre I 2020	Gasto	Asesorías Técnicas	2.836	31-12-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reportabilidad emisiones para estimación de Impuestos Verdes 2020	Estimación de emisiones de contaminantes de turbogeneradores Central Tres Puentes y remisión de antecedentes en plataformas SICTER y SIV, para cuantificación de impuestos verdes trimestres II, III y IV 2020	Gasto	Asesorías Técnicas	9.164	31-12-2020
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	30-02-2020
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.	Disposición de Residuos Peligrosos	Almacenamiento, transporte y disposición final de residuos peligrosos según D.S. 148 del MINSAL	Gasto	Disposición de residuos peligrosos	4.623	31-12-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría jurídica Proceso sancionatorio TG HITACHI	Asesoría jurídica en la elaboración de Programa de Cumplimiento	Gasto	Asesorías Técnicas	8.615	19-05-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría técnica Proceso sancionatorio TG HITACHI	Asesoría técnica en la elaboración de Programa de Cumplimiento	Gasto	Asesorías Técnicas	4.595	05-06-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría técnica Proceso sancionatorio TG HITACHI	Estimación emisiones 2016 para Programa de Cumplimiento	Gasto	Asesorías Técnicas	5.169	01-04-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría técnica Proceso sancionatorio TG HITACHI	Elaboración Programa Conceptual Compensación Emisiones para Programa de Cumplimiento	Gasto	Asesorías Técnicas	7.197	05-06-2020
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	Gestión Medioamb. fatima - isla de maipo	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	4.027	13-01-2020

Al 30 de junio 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
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
Totales					6.324.121	

Al 31 de diciembre de 2019.

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 (Ene)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi.	Gasto	Asesorías Técnicas	450	10-01-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reportabilidad emisiones para estimación de Impuestos Verdes 2018	Corrección Registros CEMS 2018, según requerimientos de la SMA	Gasto	Asesorías Técnicas	4.988	01-03-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Validación Anual CEMS HITACHI	Calibración y verificación anual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi.	Gasto	Asesorías Técnicas	7.317	15-03-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reemplazo discos duros Ambilogger CEMS HITACHI	Falla en discos duros de la unidad de almacenamiento por vida útil.	Gasto	Asesorías Técnicas	551	19-03-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reportabilidad emisiones para estimación de Impuestos Verdes 2018	Estimación de emisiones de contaminantes de turbogeneradores Central Tres Puentes y remisión de antecedentes en plataformas SICTER y SIV, para cuantificación de impuestos verdes 4° trimestre 2018	Gasto	Asesorías Técnicas	2.722	20-03-2019
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	853	01-04-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Impuestos Verdes	Pago impuestos por emisiones gaseosas turbogeneradores Central Tres Puentes, de acuerdo a artículo 8°, Ley N°20.780	Gasto	Impuesto emisiones	646.480	15-04-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reparación sistema de drenaje CEMS	Mantenimiento de bomba de drenaje para el normal funcionamiento del sistema de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	100	24-04-2019
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	427	01-05-2019
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	545	01-05-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría RETC	Estudio cuantificación de emisiones y reportabilidad RETC en portal ventanilla única	Gasto	Asesorías Técnicas	1.403	15-05-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reportabilidad emisiones para estimación de Impuestos Verdes primer trimestre 2019	Estimación de emisiones de contaminantes de turbogeneradores Central Tres Puentes y remisión de antecedentes en plataformas SICTER y SIV, para cuantificación de impuestos verdes primer trimestre 2019	Gasto	Asesorías Técnicas	2.739	22-05-2019
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	8.864	23-05-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Gases Patrones CEMS 1 Etapa	Reposición gases patrones CEMS necesarios para registro de datos entrega N°1	Gasto	Mantenimiento de Maquinaria y Equipos	992	30-05-2019
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	237	01-06-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reportabilidad emisiones para estimación de Impuestos Verdes 2019	Corrección Registros CEMS 2019, según requerimientos de la SMA	Gasto	Asesorías Técnicas	2.676	25-06-2019

Al 31 de diciembre de 2019. (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.	Mantenimientos Sistema de Acreditación de Actividad Turbina - SAAT (Primer Trimestre)	Mantenimiento del Sistema de Acreditación de Actividad de Turbinas SAAT, que almacena y procesa consumos de combustibles.	Gasto	Asesorías Técnicas	279	25-06-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Estudio control de ruido ambiental Central Porvenir (anticipo)	Evaluación línea de base y estudios de ingeniería conceptual, básica y de detalle para control de ruido en Central Porvenir	Inversión	Asesorías Técnicas	2.007	25-06-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Gases Patrones CEMS 2 Etapa	Reposición gases patrones CEMS necesarios para registro de datos entrega N°2	Gasto	Mantenimiento de Maquinaria y Equipos	5.486	01-07-2019
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	1.081	25-07-2019
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	711	31-07-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Monitoreo Calidad de Aire CTP 2018	Seguimiento compromisos ambientales RCA (pago desfasado por medición 2018)	Gasto	Seguimiento RCA	5.591	12-08-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantenimientos Anual Sistema de Acreditación de Actividad Turbina - SAAT (In Situ)	Mantenimiento anual del Sistema de Acreditación de Actividad de Turbinas SAAT, que almacena y procesa consumos de combustibles.	Gasto	Asesorías Técnicas	2.238	20-08-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reportabilidad emisiones para estimación de Impuestos Verdes segundo trimestre 2019	Estimación de emisiones de contaminantes de turbogeneradores Central Tres Puentes y remisión de antecedentes en plataformas SICTER y SIV, para cuantificación de impuestos verdes segundo trimestre 2019	Gasto	Asesorías Técnicas	2.762	22-08-2019
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	611	30-08-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantenimientos Sistema de Acreditación de Actividad Turbina - SAAT (Segundo Trimestre)	Mantenimiento del Sistema de Acreditación de Actividad de Turbinas SAAT, que almacena y procesa consumos de combustibles.	Gasto	Asesorías Técnicas	280	23-09-2019
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	119	27-09-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Ingeniería básica ventilación forzada Central Porvenir con sistema de control de ruido primera parte	Evaluación y dimensionamiento de inyección y extracción de volúmenes de aire para disipación térmica en Salas de Máquinas de Central Porvenir	Inversión	Asesorías Técnicas	2.226	01-10-2019
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	142	25-10-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Ingeniería básica ventilación forzada Central Porvenir con sistema de control de ruido segunda parte	Evaluación y dimensionamiento de inyección y extracción de volúmenes de aire para disipación térmica en Salas de Máquinas de Central Porvenir	Inversión	Asesorías Técnicas	2.226	12-11-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reportabilidad emisiones para estimación de Impuestos Verdes saldo 2019	Estimación de emisiones de contaminantes de turbogeneradores Central Tres Puentes y remisión de antecedentes en plataformas SICTER y SIV, para cuantificación de impuestos verdes (saldo 2019)	Gasto	Asesorías Técnicas	2.784	25-11-2019
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	450	29-11-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Estudio control de ruido ambiental Central Porvenir Informe 1 Etapa	Evaluación línea de base y estudios de ingeniería conceptual, básica y de detalle para control de ruido en Central Porvenir	Inversión	Asesorías Técnicas	2.342	30-11-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantenimientos Sistema de Acreditación de Actividad Turbina - SAAT (Tercer Trimestre)	Mantenimiento del Sistema de Acreditación de Actividad de Turbinas SAAT, que almacena y procesa consumos de combustibles.	Gasto	Asesorías Técnicas	283	20-12-2019

Al 31 de diciembre de 2019. (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.	Estudio control de ruido ambiental Central Porvenir Informe 2 Etapa	Evaluación línea de base y estudios de ingeniería conceptual, básica y de detalle para control de ruido en Central Porvenir	Inversión	Asesorías Técnicas	2.342	31-12-2019
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	374.977	31-12-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Disposición de Residuos Domiciliarios	Retiro, transporte y disposición de residuos domiciliarios en relleno sanitario municipal de Punta Arenas	Gasto	Disposición de Residuos Domiciliarios	10.717	31-12-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Electrolinera piloto en Punta Arenas	Diseño, construcción y puesta en servicio de punto de recarga de vehículos eléctricos en Punta Arenas.	Inversión	Electrolinera Punta Arenas	3.315	31-12-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Electrolinera piloto en Punta Arenas	Implementación vehículo eléctrico para reemplazo de camioneta a combustión interna de Unidad	Gasto	Leasing vehículo eléctrico	3.948	31-12-2019
CGE S.A.	Aumento de Capacidad S/E San Pedro	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	S/E San Pedro	439	08-01-2019
CGE S.A.	Ampliación S/E Mahns	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	S/E Mahns	439	08-01-2019
CGE S.A.	Ampliación S/E Tomé	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	S/E Tomé	439	08-01-2019
CGE S.A.	Ampliación S/E Chiguayante	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	S/E Chiguayante	439	08-01-2019
CGE S.A.	Ampliación SE Ejército	Revisión Procedimiento de Trabajo	Activo	S/E Ejército	122	10-01-2019
CGE S.A.	Ampliación S/E Pta. De Cortés	Revisión IFC Punta de Cortes	Activo	S/E Pta. De Cortés	1.090	11-01-2019
CGE S.A.	Ampliación en S/E Parinacota	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	S/E Parinacota	439	11-01-2019
CGE S.A.	Ampliación en S/E Cóndores	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	S/E Cóndores	439	11-01-2019
CGE S.A.	Ampliación S/E Alcones	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	S/E Alcones	439	11-01-2019
CGE S.A.	Ampliación S/E San Javier	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	S/E San Javier	439	11-01-2019
CGE S.A.	Ampliación S/E Constitución	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	S/E Constitución	439	11-01-2019
CGE S.A.	Ampliación S/E Cauquenes	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	S/E Cauquenes	439	11-01-2019
CGE S.A.	Ampliación S/E Maule	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	S/E Maule	439	11-01-2019
CGE S.A.	Ampliación S/E Ejército	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	S/E Ejército	439	11-01-2019
CGE S.A.	Ampliación en S/E Quiani	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	S/E Quiani	439	11-01-2019
CGE S.A.	Apoyo Sistema Provincia de Arauco	Reforestación	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	10.401	15-01-2019
CGE S.A.	S/E Parinacota: Ampliación Nacional	Revisión y Aprobación PAS 140 y PAS 142	Activo	S/E Parinacota	656	15-01-2019
CGE S.A.	S/E Parinacota: Ampliación Nacional	Revisión Consulta de Ambiental	Activo	S/E Parinacota	1.232	23-01-2019
CGE S.A.	S/E Duqueco 220kV	Revisión Aprobación de PAS 140 y 142	Activo	S/E Duqueco 220kV	394	23-01-2019
CGE S.A.	Ampliación S/E La Palma	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	S/E La Palma	439	06-02-2019
CGE S.A.	LT 110kV Sta. Marta-Padre Hurtado	análisis ambiental	Activo	LT 110kV Sta. Marta-Padre Hurtado	1.515	01-03-2019
CGE S.A.	S/E Parinacota	Revisión informe PAS146 _SCN	Activo	S/E Parinacota	195	05-03-2019
CGE S.A.	Ampliación S/E Pta. De Cortés	Revisión Línea base y DIA SEA _SCN	Activo	S/E Pta. De Cortés	2.452	07-03-2019
CGE S.A.	Ampliación en S/E San Joaquín	Revisión Pertinencia SEA _SCN	Activo	S/E San Joaquín	439	07-03-2019
CGE S.A.	Ampliación en S/E Combarbalá	Revisión Pertinencia SEA _SCN	Activo	S/E Combarbalá	439	07-03-2019
CGE S.A.	Ampliación S/E Pirque	Revisión Pertinencia SEA _SCN	Activo	S/E Pirque	439	07-03-2019
CGE S.A.	Seccionamiento en S/E Linares Norte	Revisión Pertinencia SEA _SCN	Activo	S/E Linares Norte	439	07-03-2019
CGE S.A.	Apoyo Sistema Provincia de Arauco	Reforestación	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	14.859	18-04-2019
CGE S.A.	Ampliación en S/E Copayapu	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	S/E Copayapu	439	22-04-2019

Al 31 de diciembre de 2019. (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
CGE S.A.	Aumento de capacidad de transmisión en Línea 2x66 kV Maule - Talca	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	LT 2x66 kV Maule-Talca	439	22-04-2019
CGE S.A.	S/E Rancagua Reemplazo T1 154/66 kV Emergencia	Retiro de Asbesto	Activo	S/E Rancagua	5.891	20-06-2019
CGE S.A.	LT 110 kV Santa Marta - Padre Hurtado	Carta de aclaración para SEA RM	Activo	LT 110 kV Santa Marta - Padre Hurtado	141	11-07-2019
CGE S.A.	S/E Rancagua Reemplazo T1 154/66 kV Emergencia	Carga y disposición de Residuos	Activo	S/E Rancagua	2.328	22-07-2019
CGE S.A.	LT 1x110 kV Santa Marta Padre Hurtado	Paisajismo	Activo	LT 1x110 kV Santa marta - Padre Hurtado	8.422	07-08-2019
CGE S.A.	Ampliación SE Graneros	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	SE Graneros	376	19-08-2019
CGE S.A.	Ampliación SE Pitrufrquén	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	SE Pitrufrquén	376	19-08-2019
CGE S.A.	LT 1x110 kV Santa Marta Padre Hurtado	Revisión RCA	Activo	LT 1x110 kV Santa marta - Padre Hurtado	312	06-09-2019
CGE S.A.	S/E Rancagua Reemplazo T1 154/66 kV Emergencia	Carga y disposición de Residuos	Activo	S/E Rancagua	4.725	10-09-2019
CGE S.A.	Ampliación en S/E Calama	Revisión pertinencia ambiental _SNC	Activo	S/E Calama	376	10-09-2019
CGE S.A.	Ampliación SE Padre Las Casas	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	SE Padre Las Casas	376	10-09-2019
TRANSEMEL	Ampliación SE Cóndores	Permiso de Edificación	Activo	S/E Cóndores	225	10-04-2019
TRANSEMEL	Ampliación SE Parinacota	Revisión Informe de Fauna	Activo	S/E Parinacota	101	06-08-2019
Totales					1.173.607	

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 propiedades ubicadas en la localidad de Porvenir y 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 de control conjunto argentinas y el negocio de transmisión de Transemel en Chile.

Con fecha 10 de julio de 2019 Compañía General de Electricidad S.A. y su subsidiaria CGE Argentina S.A. ("CGEA") celebraron un contrato de permuta con la sociedad argentina Cartellone Energía y Concesiones S.A. (CECSA), en virtud del cual enajenaron a CECSA sus participaciones accionarias directas e indirectas en las empresas distribuidoras de electricidad que operan en el Noroeste de Argentina, Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A. (EDET), Empresa Jujeña de Energía S.A. (EJESA) y Empresa Jujeña de Sistemas Energéticos Dispersos S.A. (EJSEDSA).

Con fecha 23 de julio de 2019, Compañía General de Electricidad S.A. ("CGE") y Naturgy Inversiones Internacionales, S.A. Agencia en Chile ("NII Agencia en Chile"), como vendedores, y las sociedades Apolo Chile SpA y Aerio Chile SpA, ambas controladas por la sociedad portuguesa REN – REDES ENERGÉTICAS NACIONAIS, SGPS, S.A. ("REN"), como compradores, suscribieron un contrato de compraventa por el cual CGE, sujeto a los términos y condiciones pactados para el cierre previsto a efectuar durante el segundo semestre del año en curso, venderían a los compradores el 100% de las acciones que CGE posee en Transemel S.A.

Con fecha 1 de octubre de 2019 las partes perfeccionaron el contrato de compraventa, habiendo CGE y NII Agencia en Chile enajenado a Apolo Chile SpA y Aerio Chile SpA el total de las acciones de su propiedad en Transemel S.A.

Producto de lo anterior los resultados devengados y flujos de efectivo en dichas inversiones en el período terminado al 30 de junio de 2019 están reflejados en los estados financieros como resultado de operaciones discontinuadas.

A continuación, se presenta la apertura de los ingresos y gastos de las operaciones discontinuadas en el Estado Consolidado de Resultados por Función por el período terminado al 30 de junio de 2019:

ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS POR FUNCION

Al 30 de junio de 2019.

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

	Sin Transemel y resultado de sociedades control conjunto	Con Transemel y resultado de sociedades control conjunto	Operación Discontinuada
ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	01-01-2019 30-06-2019 M\$	01-01-2019 30-06-2019 M\$	01-01-2019 30-06-2019 M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	884.991.111	888.845.591	3.854.480
Costo de ventas	(761.580.345)	(762.789.115)	(1.208.770)
Ganancia bruta	123.410.766	126.056.476	2.645.710
Otros ingresos, por función.	90.979	90.979	0
Gasto de administración.	(39.661.004)	(39.836.606)	(175.602)
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.	(6.370.571)	(6.472.720)	(102.149)
Otros gastos, por función.	(2.759.053)	(2.759.053)	0
Otras ganancias (pérdidas).	1.555.846	2.934.707	1.378.861
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	76.266.963	80.013.783	3.746.820
Ingresos financieros.	8.453.683	8.258.037	(195.646)
Costos financieros.	(50.805.108)	(51.088.090)	(282.982)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.		1.899.659	1.899.659
Diferencias de cambio.	(90.270)	(90.270)	0
Resultados por unidades de reajuste.	(962.972)	(950.878)	12.094
Pasivos por arrendamientos.	32.862.296	38.042.241	5.179.945
Gasto por impuestos a las ganancias.	(11.969.233)	(12.839.226)	(869.993)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.	20.893.063	25.203.015	4.309.952
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.	4.309.952		(4.309.952)
Ganancia (pérdida)	25.203.015	25.203.015	0
Ganancia (pérdida) atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	23.821.742	23.821.742	0
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	1.381.273	1.381.273	0
Ganancia (pérdida)	25.203.015	25.203.015	0

A continuación, se presenta la apertura del Estado Consolidado de Flujo de Efectivo Directo de acuerdo a las operaciones discontinuadas por el periodo terminado al 30 de junio de 2019:

ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO
Al 30 de junio de 2019.
(Expresado en miles de pesos chilenos (M\$))

	resultado de sociedades control conjunto	resultado de sociedades control conjunto	Operación Discontinuada
ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	01-01-2019 30-06-2019 M\$	01-01-2019 30-06-2019 M\$	01-01-2019 30-06-2019 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.	967.628.955	972.422.365	4.793.410
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas.	904.934	904.934	0
Otros cobros por actividades de operación.	20.092.725	20.092.725	0
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.	(795.660.421)	(796.376.860)	(716.439)
Pagos a y por cuenta de los empleados.	(35.064.048)	(35.064.048)	0
Otros pagos por actividades de operación.	(25.925.801)	(25.925.801)	0
Otros cobros y pagos de operación			
Dividendos recibidos.	1.415.193	1.415.193	0
Intereses recibidos.	7.840.230	7.840.230	0
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).	7.801.286	7.748.565	(52.721)
Otras entradas (salidas) de efectivo.	(10.025.514)	(10.025.592)	(78)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	139.007.539	143.031.711	4.024.172
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades.	(8.000.000)		8.000.000
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.	8.787.694	8.787.694	0
Compras de propiedades, planta y equipo.	(35.723.796)	(46.651.749)	(10.927.953)
Compras de activos intangibles.	(4.472.562)	(4.472.562)	0
Importes procedentes de subvenciones del gobierno.	6.885.671	6.885.671	0
Otras entradas (salidas) de efectivo.	(781)		781
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(32.523.774)	(35.450.946)	(2.927.172)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Total importes procedentes de préstamos.	350.288.005	350.288.005	0
- Importes procedentes de préstamos de largo plazo.	27.620.594	27.620.594	0
- Importes procedentes de préstamos de corto plazo.	322.667.411	322.667.411	0
Préstamos de entidades relacionadas.	13.927.662	13.927.662	0
Pagos de préstamos.	(401.048.317)	(401.048.317)	0
Dividendos pagados.	(2.375.420)	(3.000.671)	(625.251)
Intereses pagados.	(38.508.854)	(38.973.227)	(464.373)
Otras entradas (salidas) de efectivo.	(4.549.177)	(4.549.177)	0
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(82.266.101)	(83.355.725)	(1.089.624)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios	24.217.664	24.225.040	7.376
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.	(38.494)	(38.494)	0
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	24.179.170	24.186.546	7.376
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo.	4.807.944	4.807.944	0
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo.	28.987.114	28.994.490	7.376

39.- HECHOS POSTERIORES.

Entre el 30 de junio de 2020, fecha de cierre de los estados financieros consolidados intermedios, y su fecha de presentación, no han ocurrido hechos significativos de carácter financiero-contable que pudieran afectar el patrimonio de la Sociedad o la interpretación de éstos.