

Estados Financieros Consolidados

**COMPAÑIA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A.
(EX GAS NATURAL FENOSA CHILE S.A.)
Y SUBSIDIARIAS**

*Santiago, Chile
31 de diciembre de 2017 y 2016*



**COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A.
(EX GAS NATURAL FENOSA CHILE S.A.) Y SUBSIDIARIAS**

**ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS**

**(Expresados en miles de pesos chilenos)
Correspondientes a los ejercicios terminados al
31 de diciembre de 2017 y 2016**

Informe del Auditor Independiente

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

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Compañía General de Electricidad S.A. y Subsidiarias, que comprenden los estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2017 y 2016 y los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados

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

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros consolidados a base de nuestras auditorías. Efectuamos nuestras auditorías de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad que los estados financieros consolidados están exentos de representaciones incorrectas significativas.

Una auditoría comprende efectuar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los montos y revelaciones en los estados financieros consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros consolidados, ya sea debido a fraude o error. Al efectuar estas evaluaciones de los riesgos, el auditor considera el control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados de la entidad con el objeto de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias, pero sin el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la entidad. En consecuencia, no expresamos tal tipo de opinión. Una auditoría incluye, también, evaluar lo apropiadas que son las políticas de contabilidad utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables significativas efectuadas por la Administración, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros consolidados.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión de auditoría.

Opinión

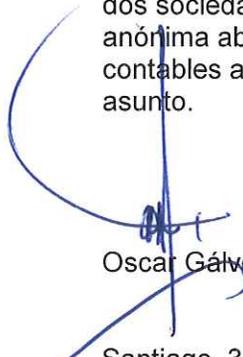
En nuestra opinión, los mencionados estados financieros consolidados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Compañía General de Electricidad S.A. y Subsidiarias al 31 de diciembre de 2017 y 2016 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.

Énfasis en un asunto, Fusión por incorporación al 9 de agosto de 2016

Tal como se describe en Nota 1, con fecha 9 de agosto de 2016 se concretó la fusión por incorporación de Compañía General de Electricidad S.A. en Gas Natural Fenosa Chile S.A., manteniéndose esta última como continuadora, modificando en el acto su nombre a Compañía General de Electricidad S.A.

Énfasis en un asunto, División social al 14 de octubre de 2016

Tal como se describe en Nota 1, con fecha 14 de octubre de 2016 la Junta Extraordinaria de Accionistas de Compañía General de Electricidad S.A. aprobó la división social de esta última en dos sociedades, una continuadora que mantiene la personalidad jurídica y una nueva sociedad anónima abierta que nace producto de la división denominada CGE Gas Natural SA., con efectos contables a partir del 1 de septiembre de 2016. No se modifica nuestra opinión con respecto a este asunto.



Oscar Gálvez R.

EY Audit SpA.

Santiago, 31 de enero de 2018

CONTENIDO

I. ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS.

ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO.

Activos.

Patrimonio y pasivos.

ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS POR FUNCION.

ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS INTEGRAL.

ESTADO CONSOLIDADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO.

ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO.

II. NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS.

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



Estados Financieros Consolidados

**COMPAÑIA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A.
(EX GAS NATURAL FENOSA CHILE S.A.)
Y SUBSIDIARIAS**

31 de diciembre de 2017 y 2016

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. (EX GAS NATURAL FENOSA CHILE S.A.) Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016.

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

ACTIVOS	Nota	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo.	6	7.218.172	108.950.026
Otros activos no financieros.	12	2.122.566	1.496.125
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	8	443.900.478	344.454.307
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	9	3.735.759	2.603.340
Inventarios.	10	30.088.499	19.467.371
Activos por impuestos.	11	38.804.710	22.356.158
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.		525.870.184	499.327.327
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.	37	653.435	545.145
Total activos corrientes		526.523.619	499.872.472
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros.	7	175.001	175.001
Otros activos no financieros.	12	40.090	85.090
Cuentas por cobrar.	8	17.734.894	17.582.855
Inventario.	10	1.146.081	1.489.701
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	13	15.867.237	15.330.718
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	14	881.259.105	879.991.722
Plusvalía.	15	218.067.233	218.067.233
Propiedades, planta y equipo.	17	1.784.444.704	1.693.149.422
Propiedad de inversión.	16	9.729.195	9.641.689
Activos por impuestos diferidos.	19	8.619.947	9.862.371
Total activos no corrientes		2.937.083.487	2.845.375.802
TOTAL ACTIVOS		3.463.607.106	3.345.248.274

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. (EX GAS NATURAL FENOSA CHILE S.A.) Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016.

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

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	20	310.704.131	77.209.096
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	21	291.485.659	278.798.316
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	9	47.889.246	92.014.369
Otras provisiones.	22	22.052.974	13.927.504
Provisiones por beneficios a los empleados.	23	16.569	20.867
Otros pasivos no financieros.	24	7.390.952	3.331.052
Total pasivos corrientes		679.539.531	465.301.204
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	20	825.620.657	981.375.014
Cuentas por pagar.	21	3.873.367	1.092.046
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	9	45.217.350	
Otras provisiones.	22	1.027.092	1.675.753
Pasivo por impuestos diferidos.	19	144.514.298	247.058.154
Provisiones por beneficios a los empleados.	23	32.647.366	34.034.074
Otros pasivos no financieros.	24	11.843.824	7.045.794
Total pasivos no corrientes		1.064.743.954	1.272.280.835
TOTAL PASIVOS		1.744.283.485	1.737.582.039
PATRIMONIO			
Capital emitido.	25	1.525.052.051	1.519.239.989
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	25	250.637.745	125.677.878
Acciones propias en cartera.	25	(4.950.658)	(4.513.177)
Otras reservas.	25	(111.416.595)	(104.593.958)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.		1.659.322.543	1.535.810.732
Participaciones no controladoras.	25	60.001.078	71.855.503
Total patrimonio		1.719.323.621	1.607.666.235
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		3.463.607.106	3.345.248.274

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. (EX GAS NATURAL FENOSA CHILE S.A.) Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS POR FUNCION
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	del	01-01-2017	01-01-2016
	al	31-12-2017	31-12-2016
	Nota	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	26	1.715.058.587	1.667.630.923
Costo de ventas	27	(1.416.530.252)	(1.383.322.962)
Ganancia bruta		298.528.335	284.307.961
Otros ingresos, por función.	26	992.262	1.884.186
Gasto de administración.	27	(166.794.955)	(131.949.156)
Otros gastos, por función.	27	(8.505.102)	(7.143.303)
Otras ganancias (pérdidas).	27	7.563.036	9.114.515
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.		131.783.576	156.214.203
Ingresos financieros.	28	3.253.830	15.108.024
Costos financieros.	28	(54.337.780)	(89.751.446)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	13	12.231.938	6.105.946
Diferencias de cambio.	28	(895.291)	(14.411.937)
Resultados por unidades de reajuste.	28	(7.497.526)	(11.431.102)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto		84.538.747	61.833.688
Gasto por impuestos a las ganancias.	29	98.158.576	86.701.644
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.		182.697.323	148.535.332
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.	37		84.843.208
Ganancia (pérdida)		182.697.323,00	233.378.540
Ganancia (pérdida) atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.		179.105.263	177.089.879
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	25.7	3.592.060	56.288.661
Ganancia (pérdida)		182.697.323	233.378.540

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. (EX GAS NATURAL FENOSA CHILE S.A.) Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS INTEGRAL
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DEL RESULTADO INTEGRAL	del	01-01-2017	01-01-2016
	al	31-12-2017	31-12-2016
	Nota	M\$	M\$
Ganancia (pérdida)		182.697.323	233.378.540
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.	25.9	(866.674)	(782.954)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos		(866.674)	(782.954)
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.	25.9	(8.685.202)	(10.439.928)
Otro resultado integral, antes de impuestos, diferencia de cambio por conversión		(8.685.202)	(10.439.928)
Coberturas del flujo de efectivo			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos.	25.9		(11.899.405)
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo		0	(11.899.405)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación que se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos.	25.9		(13.248.518)
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado de periodo, antes de impuestos		(8.685.202)	(35.587.851)
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		(9.551.876)	(36.370.805)
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	25.9	234.001	211.433
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo		234.001	211.433
Otro resultado integral		(9.317.875)	(36.159.372)
Total resultado integral		173.379.448	197.219.168
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora.		170.510.585	150.372.369
Resultado integral atribuible a participaciones no controladas.		2.868.863	46.846.799
Total resultado integral		173.379.448	197.219.168

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. (EX GAS NATURAL FENOSA CHILE S.A.) Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016
 (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		
			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\$	Reserva de ganancias y pérdidas en nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta 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 2017	1.519.239.989	(4.513.177)	(20.933.761)	(188.010)	(133.788)	0	(83.338.399)	(104.593.958)	125.677.878	1.535.810.732	71.855.503	1.607.666.235
Cambios en patrimonio												
Resultado integral												
Ganancia (pérdida)									179.105.263	179.105.263	3.592.060	182.697.323
Otro resultado integral			(8.928.630)		333.952			(8.594.678)		(8.594.678)	(723.197)	(9.317.875)
Total resultado integral	0	0	(8.928.630)	0	333.952	0	0	(8.594.678)	179.105.263	170.510.585	2.868.863	173.379.448
Dividendos.								0	(54.145.396)	(54.145.396)		(54.145.396)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios.	5.812.062							0		5.812.062		5.812.062
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.				188.010	(230.129)		1.814.160	1.772.041		1.772.041		1.772.041
Incremento (disminución) por transacciones con acciones propias en cartera.		(437.481)						0		(437.481)	(14.723.288)	(15.160.769)
Total incremento (disminución) en el patrimonio	5.812.062	(437.481)	(8.928.630)	188.010	103.823	0	1.814.160	(6.822.637)	124.959.867	123.511.811	(11.854.425)	111.657.386
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de diciembre de 2017	1.525.052.051	(4.950.658)	(29.862.391)	0	(29.965)	0	(81.524.239)	(111.416.595)	250.637.745	1.659.322.543	60.001.078	1.719.323.621

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. (EX GAS NATURAL FENOSA CHILE S.A.) Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	Acciones propias en cartera	Reservas						Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio		
			Reservas por diferencias de cambio en conversiones	Reservas de coberturas de flujo de efectivo	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Reserva de ganancias y pérdidas en nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Total reservas		Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Patrimonio al comienzo del ejercicio al 1 de enero de 2016	1.370.886.000		(11.981.124)	5.111.879	538.085	8.538	(59.918.126)	(66.240.748)	33.346.991	1.337.992.243	996.661.183	2.334.653.426
Ajustes de períodos anteriores												
Reexpresión por conversiones (Nota 3.31)								0	(19.162.447)	(19.162.447)	(40.926.647)	(60.089.094)
Total ajustes de períodos anteriores	0	0	0	0	0	0	0	0	(19.162.447)	(19.162.447)	(40.926.647)	(60.089.094)
Patrimonio reexpresado	1.370.886.000	0	(11.981.124)	5.111.879	538.085	8.538	(59.918.126)	(66.240.748)	14.184.544	1.318.829.796	955.734.536	2.274.564.332
Cambios en patrimonio												
Resultado integral												
Ganancia (pérdida)									177.089.879	177.089.879	56.288.661	233.378.540
Otro resultado integral			(9.315.692)	(11.882.570)	(676.877)		(4.842.371)	(26.717.510)		(26.717.510)	(9.441.862)	(36.159.372)
Total resultado integral	0	0	(9.315.692)	(11.882.570)	(676.877)	0	(4.842.371)	(26.717.510)	177.089.879	150.372.369	46.846.799	197.219.168
Dividendos.								0	(53.126.964)	(53.126.964)		(53.126.964)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios.	623.640.952							0		623.640.952		623.640.952
Incremento (disminución) por otras distribuciones a los propietarios.	(475.286.963)	(38.198)	363.055	6.582.681	5.004	(8.538)	(46.836.958)	(39.894.756)	(15.208.348)	(530.428.265)	(457.925.711)	(988.353.976)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.							28.259.056	28.259.056	2.738.767	30.997.823	(472.800.121)	(441.802.298)
Incremento (disminución) por transacciones con acciones propias en cartera.		(4.474.979)						0		(4.474.979)		(4.474.979)
Total incremento (disminución) en el patrimonio	148.353.989	(4.513.177)	(8.952.637)	(5.299.889)	(671.873)	(8.538)	(23.420.273)	(38.353.210)	111.493.334	216.980.936	(883.879.033)	(666.898.097)
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de diciembre de 2016	1.519.239.989	(4.513.177)	(20.933.761)	(188.010)	(133.788)	0	(83.338.399)	(104.593.958)	125.677.878	1.535.810.732	71.855.503	1.607.666.235

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. (EX GAS NATURAL FENOSA CHILE S.A.) Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	del al Nota	01-01-2017 31-12-2017 M\$	01-01-2016 31-12-2016 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.		1.903.790.771	2.091.300.667
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas.		953.392	2.411.811
Otros cobros por actividades de operación.		121.674.144	165.753.929
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.		(1.874.031.945)	(1.765.816.805)
Pagos a y por cuenta de los empleados.		(91.115.247)	(102.754.372)
Otros pagos por actividades de operación.		(37.834.546)	(67.846.328)
Otros cobros y pagos de operación			
Dividendos recibidos.		8.258.876	8.255.248
Intereses pagados.		(1.214.312)	(3.872.959)
Intereses recibidos.		2.844.541	3.597.397
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).		(19.609.078)	(8.444.620)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		(5.397.704)	(4.930.275)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		8.318.892	317.653.693
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Flujos de efectivo utilizados en la compra de participaciones no controladoras.			(223.403.599)
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades.		11.528.928	168.689.066
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades.			(1.193.591)
Préstamos a entidades relacionadas			2.221.888
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.		3.061.639	567.044
Compras de propiedades, planta y equipo.		(186.167.368)	(169.090.610)
Compras de activos intangibles.		(12.799.469)	(9.758.490)
Importes procedentes de otros activos a largo plazo.			67.790.250
Cobros a entidades relacionadas.			62.728.361
Otras entradas (salidas) de efectivo.		(3.978)	(29.967.194)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(184.380.248)	(131.416.875)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Total importes procedentes de préstamos.		740.474.293	573.027.931
- Importes procedentes de préstamos de largo plazo.		112.538.259	15.633.229
- Importes procedentes de préstamos de corto plazo.		627.936.034	557.394.702
Préstamos de entidades relacionadas.		97.519.043	
Pagos de préstamos.		(661.806.295)	(625.864.367)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.			(16.344.945)
Dividendos pagados.		(48.072.302)	(21.821.106)
Intereses pagados.		(52.633.218)	(45.357.700)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		(780.367)	(973.967)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		74.701.154	(137.334.154)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios		(101.360.202)	48.902.664
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.		(371.652)	(91.122)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(101.731.854)	48.811.542
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	6	108.950.026	60.138.484
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio		7.218.172	108.950.026

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. (EX GAS NATURAL FENOSA CHILE S.A.) Y SUBSIDIARIAS
INDICE A LAS NOTAS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
Correspondientes al 31 de diciembre de 2017 y 2016.

1.-	INFORMACION GENERAL.	12
1.1.-	División social de Compañía General de Electricidad S.A.	13
2.-	DESCRIPCIÓN DE LOS SECTORES DONDE PARTICIPA COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. (EX GAS NATURAL FENOSA CHILE S.A.) Y SUBSIDIARIAS.	15
2.1.-	Sector electricidad.	15
3.-	RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.	24
3.1.-	Bases de preparación de los estados financieros consolidados.	24
3.2.-	Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas por Compañía General de Electricidad S.A.	24
3.3.-	Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2017, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.	25
3.4.-	Bases de consolidación.	30
3.5.-	Entidades subsidiarias.	33
3.6.-	Transacciones en moneda extranjera y unidades de reajuste.	39
3.7.-	Información financiera por segmentos operativos.	40
3.8.-	Propiedades, planta y equipo.	40
3.9.-	Propiedades de inversión.	41
3.10.-	Menor valor o plusvalía comprada (Goodwill).	42
3.11.-	Activos intangibles distintos de la plusvalía.	42
3.12.-	Costos por intereses.	44
3.13.-	Pérdidas por deterioro del valor de los activos.	44
3.14.-	Activos no corrientes mantenidos para la venta y grupos en disposición.	44
3.15.-	Activos financieros.	44
3.16.-	Instrumentos financieros derivados y actividad de cobertura.	46
3.17.-	Inventarios.	48
3.18.-	Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	48
3.19.-	Efectivo y equivalentes al efectivo.	49
3.20.-	Capital social.	49
3.21.-	Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	49
3.22.-	Préstamos y otros pasivos financieros.	49
3.23.-	Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.	49
3.24.-	Obligaciones por beneficios post empleo u otros similares.	50
3.25.-	Provisiones.	52
3.26.-	Subvenciones estatales.	52
3.27.-	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.	52
3.28.-	Reconocimiento de ingresos.	53
3.29.-	Arrendamientos.	54
3.30.-	Contratos de construcción.	54
3.31.-	Cambio en criterio de reconocimiento de inversiones en conversiones.	55
3.32.-	Distribución de dividendos.	56
3.33.-	Costo de ventas.	57
3.34.-	Estado de flujos de efectivo	57
4.-	ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRITICOS DE LA ADMINISTRACIÓN.	57
4.1.-	Estimación del deterioro de la plusvalía comprada y activos no corrientes de vida útil indefinida.	57
4.2.-	Valor razonable de derivados y de otros instrumentos financieros.	58
4.3.-	Beneficios por Indemnizaciones por cese pactadas (PIAS) y premios por antigüedad.	58

4.4.- Reconocimiento de ingresos y costos de energía - Efectos de Precios de Contratos de Suministro y de Precios de Subtransmisión (Decreto 14-2012 del Ministerio de Energía).	58
5.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.	60
5.1.- Riesgo financiero.	60
6.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.	64
7.- OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.	65
7.1.- Activos financieros disponibles para la venta.	65
7.2.- Jerarquías del valor razonable.	65
8.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.	66
8.1.- Composición del rubro.	66
8.2.- Estratificación de la cartera.	70
8.3.- Resumen de estratificación de la cartera deudores comerciales.	71
8.4.- Cartera protestada y en cobranza judicial.	74
8.5.- Provisión y castigos.	74
8.6.- Número y monto de operaciones.	75
9.- CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.	75
9.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.	76
9.2.- Directorio y gerencia de la sociedad.	80
10.- INVENTARIOS.	81
10.1.- Información adicional de inventarios.	81
11.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.	82
12.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.	82
13.- INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACION.	83
13.1.- Composición del rubro.	83
13.2.- Inversiones en asociadas.	84
13.3.- Sociedades con control conjunto.	85
13.4.- Inversiones en subsidiarias.	88
14.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTO DE LA PLUSVALIA.	90
14.1.- Composición y movimientos de los activos intangibles.	90
14.2.- Activos intangibles con vida útil indefinida.	92
15.- PLUSVALIA.	93
16.- PROPIEDADES DE INVERSION.	94
16.1.- Composición y movimientos de las propiedades de inversión.	94
16.2.- Conciliación entre tasación obtenida y tasación ajustada incluida en los estados financieros.	94
16.3.- Ingresos de propiedades de inversión.	94
17.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.	95
17.1.- Vidas útiles.	95
17.2.- Detalle de los rubros.	95
17.3.- Reconciliación de cambios en propiedades, planta y equipo.	98
17.4.- Política de inversiones en propiedades, planta y equipo.	99
17.5.- Costo por intereses.	99
18.- DETERIORO DE ACTIVOS.	99
18.1.- Prueba de deterioro de propiedad, planta y equipos, plusvalía comprada y otros activos intangibles de vida útil indefinida.	99
18.2.- Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor.	100
19.- IMPUESTOS DIFERIDOS.	101

19.1.- Activos por impuestos diferidos.	101
19.2.- Pasivos por impuestos diferidos.	102
19.3.- Movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera.	102
19.4.- Compensación de partidas.	103
20.- PASIVOS FINANCIEROS.	104
20.1.- Clases de otros pasivos financieros.	104
20.2.- Préstamos bancarios - desglose de monedas y vencimientos.	105
20.3.- Obligaciones con el público. (Bonos)	108
21.- CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.	109
21.1.- Pasivos acumulados (o devengados).	109
21.2.- Información cuentas comerciales y otras cuentas por pagar con pagos al día y con plazos vencidos.	109
22.- OTRAS PROVISIONES.	110
22.1.- Provisiones – saldos.	110
22.2.- Movimiento de las provisiones.	111
23.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.	112
23.1.- Detalle del rubro.	112
23.2.- Detalle de las obligaciones post empleo y similares.	112
23.3.- Balance de las obligaciones post empleo y similares.	112
23.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados.	112
23.5.- Hipótesis actuariales	113
24.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.	113
24.1.- Ingresos diferidos.	113
24.2.- Contratos de construcción.	114
25.- PATRIMONIO NETO.	114
25.1.- Gestión de capital.	114
25.2.- Capital suscrito y pagado.	115
25.3.- Número de acciones suscritas y pagadas.	116
25.4.- Dividendos.	116
25.5.- Reservas.	117
25.6.- Ganancias (pérdidas) acumuladas.	117
25.7.- Participaciones no controladoras.	118
25.8.- Transacciones con participaciones no controladoras.	119
25.9.- Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales.	119
26.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.	120
26.1.- Ingresos ordinarios.	120
26.2.- Otros ingresos, por función.	121
27.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES.	121
27.1.- Gastos por naturaleza.	121
27.2.- Gastos de personal.	122
27.3.- Depreciación y amortización.	122
27.4.- Otras ganancias (pérdidas).	123
28.- RESULTADO FINANCIERO.	123
28.1.- Composición diferencias de cambio.	124
28.2.- Composición unidades de reajuste.	124
29.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.	125
29.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	125
29.2.- Localización del efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	126
29.3.- Conciliación entre el resultado por impuestos a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.	126

29.4.- Efecto en los resultados integrales por impuestos a las ganancias.	126
30.- GANANCIAS POR ACCION.	127
31.- INFORMACION POR SEGMENTO.	127
31.1.- Criterios de segmentación.	127
31.2.- Cuadros patrimoniales.	128
31.3.- Cuadros de resultados por segmentos.	130
31.4.- Cuadros de resultados por segmentos geográficos.	131
31.5.- Flujos de efectivo por segmento por método directo.	131
32.- SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA.	132
32.1.- Resumen de saldos en moneda extranjera.	132
32.2.- Saldos en moneda extranjera, activos.	133
32.3.- Saldos en moneda extranjera, pasivos.	134
33.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS	135
33.1.- Juicios y otras acciones legales.	135
33.2.- Sanciones administrativas:	144
33.3.- Sanciones.	150
33.4.- Restricciones.	151
34.- GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.	151
35.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL.	152
36.- MEDIO AMBIENTE.	152
37.- NIIF 5 - ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA Y OPERACIONES DISCONTINUADAS	159
37.1.- Bienes del rubro propiedades planta y equipos.	159
37.2.- Negocio de Gas natural.	159
37.3.- Discontinuación del negocio gas licuado de petróleo (GLP)	159
38.- HECHOS POSTERIORES.	163

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. (EX GAS NATURAL FENOSA CHILE S.A.) Y SUBSIDIARIAS
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
Correspondientes al 31 de diciembre de 2017 y 2016.

1.- INFORMACION 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 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.

Producto de las reorganizaciones sociales antes citadas Compañía General de Electricidad S.A. hoy es un holding de empresas que posee una presencia significativa en el sector eléctrico, particularmente en distribución, transmisión y transformación de energía eléctrica y en menor medida en generación de energía eléctrica.

Compañía General de Electricidad S.A. es integrante del grupo GAS NATURAL FENOSA, cuya sociedad matriz es GAS NATURAL SDG, S.A. El accionista propietario del 97,01% de las acciones de Compañía General de Electricidad S.A. es GAS NATURAL FENOSA INTERNACIONAL S.A. Agencia en Chile, que a su vez es controlada, directa e indirectamente, en un 100% por GAS NATURAL SDG, S.A. Asimismo, el controlador final de GAS NATURAL SDG, S.A. es Criteria Caixa Holding, S.A.U., en adelante grupo “la Caixa”, el grupo Repsol y Global Infrastructure Management (a través de su sociedad GIP III Canary 1), quienes en conjunto controlan un 64,4% de GAS NATURAL SDG, S.A.

Al 31 de diciembre de 2017, grupo “la Caixa” poseía el 24,4% de participación en el capital social de GAS NATURAL SDG, S.A, el grupo Repsol 20% y Global Infrastructure Management el 20,0% de participación en el mismo.

La emisión de estos estados financieros consolidados correspondientes al período terminado al 31 de diciembre de 2017 ha sido aprobada en Sesión de Directorio N°19 de fecha 31 de enero de 2018, quien con dicha fecha autorizó además su publicación.

1.1.- División social de Compañía General de Electricidad S.A.

En Junta Extraordinaria de Accionistas de Compañía General de Electricidad S.A. de fecha 14 de octubre de 2016, se aprobó la división social 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 la naciente CGE Gas Natural S.A. se le asignaron todos los activos y pasivos relacionados con el negocio de distribución y aprovisionamiento de gas natural, y en la sociedad continuadora permanecen todos los activos y pasivos relacionados con los negocios de distribución, transmisión y generación de energía eléctrica. Los saldos de los activos y pasivos asignados a ambas sociedades se tomaron de los estados financieros consolidados de Compañía General de Electricidad S.A. al 31 de agosto de 2016.

Tal y como se indica en la Notas 37.2 los resultados obtenidos en el negocio de gas natural se presentan en los estados financieros del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2016 como “Ganancias Procedentes de Operaciones Discontinuas”.

1.1.1. Asignación de activos, pasivos y patrimonio.

A continuación se detallan los activos y pasivos que en el proceso de división de Compañía General de Electricidad S.A. fueron asignados a CGE Gas Natural S.A. (sociedad escindida):

a) Monto de disponible por M\$ 6.000.000.

b) Cuentas por cobrar a empresas relacionadas:

R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Moneda	Corrientes	No corrientes
					31-08-2016 M\$	31-08-2016 M\$
96.568.740-8	Gas Sur S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil	CL \$	450.000	0
TOTALES					450.000	0

c) Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación

Movimiento de inversiones en sociedades subsidiarias	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Saldo al 31-08-2016 M\$
Gas Natural Chile S.A.	Chile	CL \$	94,49915%	610.449.027
Metrogas S.A.	Chile	CL \$	8,33018%	82.839.223
Aprovisionadora Global de Energía S.A.	Chile	CL \$	8,33018%	1.017.610
Total				694.305.860

d) Otros activos financieros (corrientes y no corrientes)

Activos de coberturas corrientes y no corrientes					Valor justo	
					Corrientes	No corrientes
Sociedad	Tipo de contrato	Tipo de cobertura	Riesgo de cobertura	Partida cubierta	31-08-2016 M\$	31-08-2016 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		25.626.750
Total					0	25.626.750

e) Otros pasivos financieros (corrientes y no corrientes)

Pasivos de coberturas corrientes y no corrientes					Valor justo	
					Corrientes	No corrientes
Sociedad	Tipo de contrato	Tipo de cobertura	Riesgo de cobertura	Partida cubierta	31-08-2016 M\$	31-08-2016 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 Bancario	359.898	6.581.198
Total					359.898	6.581.198

Pasivos financieros	Moneda	31-08-2016	
		Corrientes M\$	No corrientes M\$
Gastos diferidos	CL \$		(468.353)
Total		0	(468.353)

f) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

R.U.T	Sociedad	País de origen	Moneda	Corrientes	No corrientes
				31-08-2016 M\$	31-08-2016 M\$
76.560.818-K	Gas Natural Chile S.A.	Chile	CL \$	2.467.438	0
0 - E	Clover Financial & Treasury Services Ltd.	Irlanda	CL \$	334.719	0
0 - E	Clover Financial & Treasury Services Ltd.	Irlanda	CL \$	0	186.606.750
TOTALES				2.802.157	186.606.750

g) Pasivos por Impuestos diferidos

Pasivos por impuestos diferidos	31-08-2016 M\$
Relativos a gastos anticipados.	119.430
Total	119.430

2.- DESCRIPCIÓN DE LOS SECTORES DONDE PARTICIPA COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. (EX GAS NATURAL FENOSA CHILE S.A.) Y SUBSIDIARIAS.

2.1.- Sector electricidad.

2.1.1.- Distribución de electricidad en Chile.

El Grupo CGE participa en el negocio de distribución de energía eléctrica en Chile directamente y por medio de sus subsidiarias EMELARI, ELIQSA, ELECDA y EDELMAG que en conjunto abastecen a 2.857.102 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 13.181 GWh al 31 de diciembre de 2017.

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 Turismo). 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.

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. Las tarifas aplicables a clientes regulados son fijadas por la autoridad, mientras que los precios de suministro para clientes libres se pactan libremente. Adicionalmente, los clientes regulados que tienen una potencia conectada mayor a 500 kW se encuentran facultados para optar entre la tarifa regulada y una de precio libre.

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 el Grupo 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, las empresas distribuidoras del Grupo CGE cuentan 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.

- i) CGE: Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, esta compañía cuenta con contratos suscritos originalmente por CGE DISTRIBUCIÓN, CONAFE y EMELAT, para abastecer el total del suministro de sus clientes regulados, en el marco 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 que originalmente fueron suscritos por CGE DISTRIBUCIÓN con los generadores: ENEL Generación Chile S.A., Colbún S.A., Campanario Generación S.A., Eólica Monte Redondo S.A., Eléctrica Diego de Almagro S.A., Eléctrica Puntilla S.A., AES Gener S.A., Empresa Eléctrica Panguipulli S.A., Empresa Eléctrica Carén S.A., Empresa Eléctrica ERNC-1 S.A., Chungungo S.A., Energía Cerro El Morado S.A., SPV P4 S.A., San Juan S.A., Santiago Solar S.A., Acciona Energía Chile Holdings S.A., Engie Energía Chile S.A., Central El Campesino S.A., Norvind S.A., Atacama Generación Chile S.A., Aela Generación S.A., Parque Eólico Cabo Leones I S.A., Parque Solar Fotovoltaico Luz del Norte SpA, Empresa Eléctrica Rucatayo S.A., Besalco Energía Renovable S.A., Caman Eólica SpA, Cerro Tigre Eólica SpA, Ckani Eólica SpA, Coihue Eólica SpA, Cox Energy Chile SpA, Esperanza Eólica SpA, Ibereólica Cabo Leones II S.A., Ibereólica Cabo Leones III S.A., Maria Elena Solar S.A., OPDE Chile SpA, Puelche Sur Eólica SpA, Tchamma Eólica SpA, WPD Duqueco SpA, WPD Malleco II SpA, WPD Malleco SpA, WPD Negrete SpA y WPD Santa Fe SpA.

A lo anterior, se suman los contratos suscritos originalmente por CONAFE con Colbún S.A., ENEL Generación Chile S.A., Empresa Eléctrica Panguipulli S.A., Empresa Eléctrica Carén S.A., Empresa Eléctrica ERNC-1 S.A., Chungungo S.A., Energía Cerro El Morado S.A., SPV P4 S.A., San Juan S.A., Santiago Solar S.A., Acciona Energía Chile Holdings S.A., Engie Energía Chile S.A., Central El Campesino S.A., Norvind S.A., Atacama Generación Chile S.A., Aela Generación S.A., Parque Eólico Cabo Leones I S.A., Parque Solar Fotovoltaico Luz del Norte SpA, Empresa Eléctrica Rucatayo S.A., Besalco Energía Renovable S.A., Caman Eólica SpA, Cerro Tigre Eólica SpA, Ckani Eólica SpA, Coihue Eólica SpA, Cox Energy Chile SpA, Esperanza Eólica SpA, Ibereólica Cabo Leones II S.A., Ibereólica Cabo Leones III S.A., Maria Elena Solar S.A., OPDE Chile SpA, Puelche Sur Eólica SpA, Tchamma Eólica SpA, WPD Duqueco SpA, WPD Malleco II SpA, WPD Malleco SpA, WPD Negrete SpA y WPD Santa Fe SpA.

Además deben considerarse los contratos originalmente suscritos por EMELAT con los generadores ENEL Generación Chile S.A., Empresa Eléctrica Panguipulli S.A., AES Gener 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., Colbún S.A., Santiago Solar S.A., Acciona Energía Chile Holdings S.A., Engie Energía Chile S.A., Central El Campesino S.A., Norvind S.A., Atacama Generación Chile S.A., Aela Generación S.A., Parque Eólico Cabo Leones I S.A., Parque Solar Fotovoltaico Luz del Norte SpA, Empresa Eléctrica Rucatayo S.A., Besalco Energía Renovable S.A., Caman Eólica SpA, Cerro Tigre Eólica SpA, Ckani Eólica SpA, Coihue Eólica SpA, Cox Energy Chile SpA, Esperanza Eólica SpA, Ibereólica Cabo Leones II S.A., Ibereólica Cabo Leones III S.A., Maria Elena Solar S.A., OPDE Chile SpA, Puelche Sur Eólica SpA, Tchamma Eólica SpA, WPD Duqueco SpA, WPD Malleco II SpA, WPD Malleco SpA, WPD Negrete SpA y WPD Santa Fe SpA.

Sin perjuicio de lo anterior, ante el incumplimiento de pagos de facturas correspondientes a los balances de energía y potencia a contar del mes de mayo de 2011, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante Resolución Exenta N° 2288 del 26 de agosto de 2011, instruyó la suspensión de la calidad de participante de Campanario Generación S.A. en dichos balances, a partir del 1 de septiembre de 2011, debiendo las empresas que integran el ex CDEC-SIC abastecer íntegramente y en todo momento, los consumos de los clientes sujetos a fijación de precios cuyos suministros se encuentren adjudicados a dicha empresa. Adicionalmente, en esa resolución se establece que los pagos de los suministros se harán a las empresas generadoras que los efectúen a los precios y condiciones obtenidas y establecidas en las licitaciones correspondientes, por lo que no se ve afectado el suministro a los clientes finales abastecidos por la Sociedad.

Adicionalmente, mediante Oficio N° 1308 del 31 de enero de 2012, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles instruyó el inicio de los trámites de un nuevo proceso de licitación de suministro por los consumos asociados al contrato suscrito con Campanario Generación S.A. en 2009, por lo que CGE DISTRIBUCIÓN realizó diversas licitaciones, todas las cuales fueron aprobadas por la Comisión Nacional de Energía. Como resultado de dichos procesos de licitación, la Sociedad adjudicó, el 7 de diciembre de 2012, el abastecimiento del 15% de la energía requerida los años 2013 y 2014 a la empresa AES Gener S.A. y, posteriormente, en virtud de las adjudicaciones realizadas el 12 de diciembre de 2014, la Comisión Nacional de Energía consideró que la energía correspondiente al contrato entre Campanario Generación S.A. y CGE Distribución S.A. se encuentra cubierta a partir del año 2018.

En cuanto al suministro para clientes libres, la Sociedad 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.

- ii) Para abastecer el consumo de sus clientes regulados las distribuidoras EMELARI, ELIQSA y ELECDA, cuentan con contratos de suministro de energía y potencia a precio regulado suscritos en el marco de las licitaciones efectuadas entre los años 2006 y 2017.

En efecto, para abastecer los consumos de sus clientes regulados, éstas mantienen contratos con los generadores Engie Energía 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., ENEL Generación Chile S.A., Empresa Eléctrica Panguipulli S.A., AES Gener 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., Colbún S.A., Santiago Solar S.A., Acciona Energía Chile Holdings S.A., Central El Campesino S.A., Norvind S.A., Atacama Generación Chile 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 y WPD Santa Fe SpA.

- iii) 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, 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 Turismo, 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 referido ministerio, del Ministerio de Energía, de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

- i) Valor agregado de distribución (VAD).

La tarifa regulada de distribución, que es fijada cada cuatro años 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 y a partir de enero de 2010, se debe considerar el precio de los contratos de suministro que hayan suscrito las distribuidoras como resultado de la licitaciones realizadas y con el objeto de dar cumplimiento a la modificación introducida por la Ley Corta II. El precio de nudo contiene los precios aplicables al uso de los sistemas de transmisión zonal;
- 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.

Tanto el precio de nudo como los Cargos por uso de los Sistemas de Transmisión y el Cargo por Servicio Público son traspasados a los clientes finales por lo que, en consecuencia, la retribución de la empresa distribuidora corresponden al VAD.

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.

Asimismo, la Ley establece que las concesionarias deben mantener una rentabilidad agregada, esto es considerando a todas las empresas como un conjunto, dentro de una banda del $10\% \pm 4\%$ al momento de la determinación del Valor Agregado de Distribución. De este modo, el retorno sobre la inversión para una distribuidora, dependerá de su desempeño relativo a los estándares determinados para una empresa modelo. El sistema tarifario permite que aquellas más eficientes, obtengan retornos superiores a los de la empresa modelo.

El Valor Agregado de Distribución remunera:

- 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 igual al 10% real anual.

Para la determinación del Valor Agregado de Distribución, la Comisión Nacional de Energía y las empresas concesionarias realizan estudios, cuyos resultados son ponderados en la proporción de dos tercios y un tercio, respectivamente. Con los valores agregados definitivos, 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 Economía Fomento y Turismo. Dichas fórmulas de indexación, que son aplicadas mensualmente, consideran las variaciones del IPC, del CPI americano y del dólar, reflejando las variaciones de los precios de los principales insumos que afectan los costos de la actividad de distribución de electricidad.

Adicionalmente, 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 la cantidad de clientes y de la demanda en sus zonas de concesión, los cuales son incorporados en las tarifas reguladas y transferidos a los clientes mediante la aplicación de factores de ajuste anuales determinados por la Comisión Nacional de Energía e incluidos en el decreto tarifario cuadrienal.

El 24 de agosto de 2017 fue publicado en el Diario Oficial el Decreto N° 11T-2016 del Ministerio de Energía, que fija las fórmulas tarifarias para el quadrienio noviembre 2016 - noviembre 2020, con vigencia desde el 4 de noviembre del 2016.

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 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de fecha 12 de diciembre de 2007, 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 CNE 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 discrepancia, es sometido al dictamen del Panel de Expertos.

El 14 de marzo de 2014 fue publicado en el Diario Oficial el Decreto N° 8T del Ministerio de Energía, que fija los precios de servicios no consistentes en suministros de energía, asociados a la distribución eléctrica, actualmente vigente. A esta fecha se encuentra pendiente de publicación el decreto que fijará los precios de los servicios asociados al suministro correspondiente al cuatrienio 2016-2020.

2.1.2.- Distribución de electricidad en Argentina.

En Argentina, el Grupo CGE a través de sus empresas relacionadas ENERGIA SAN JUAN, EDET, EJESA y EJSERSA abastece a 958.577 clientes distribuidos en las provincias de Tucumán, Jujuy y San Juan, con ventas físicas que alcanzaron a 5.041 GWh acumulados al 31 de diciembre de 2017.

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 el Grupo 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 Subsecretaría de Energía del Gobierno Central.

Luego que en el año 2002, se promulgaran leyes provinciales que significaron un impacto negativo para las compañías distribuidoras del Grupo 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 del Grupo CGE en este país.

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, con fecha 20 de julio de 2016, se modifica el marco regulatorio de los sistemas de transmisión, bajo el cual dichos sistemas se clasifican en: Transmisión Nacional (Troncal), Transmisión Zonal (Subtransmisión), Transmisión Dedicada (Adicional), 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 Atacama, Coquimbo, Valparaíso, Metropolitana, O'Higgins, Maule, Biobío, Araucanía y de Los Ríos, principalmente con instalaciones de Transmisión Zonal que representan un valor anualizado de inversiones (aVI) más un costo anual de operación, mantenimiento y administración (COMA) equivalente al 34% del aVI + COMA del total de las instalaciones de transmisión zonal del Sistema Interconectado Central (SIC).

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.

Dentro del segmento de Transmisión Zonal también participa TRANSEMEL, que atiende a las empresas distribuidoras del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), es decir, EMELARI, ELIQSA y ELECDA, que también disponen de activos propios asociados a esta actividad. Se debe destacar que TRANSEMEL además es dueña de activos de Transmisión Nacional.

Demanda:

La demanda física que enfrenta el segmento de la transmisión zonal, corresponde principalmente a la energía retirada del sistema de transmisión, equivalente a los requerimientos de las empresas distribuidoras de CGE, otras distribuidoras y clientes libres, y a inyecciones efectuadas al sistema de subtransmisión 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, desarrollo urbano y crecimiento económico en las zonas atendidas por las empresas de 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 tarificación de cada uno de ellos están contenidos en el Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20.018 de 2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción (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.

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, 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).

Las tarifas de transmisión zonal vigentes son las fijadas en el Decreto 14-2012 del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial con fecha 9 de abril de 2013, cuya vigencia fue extendida por la Ley N° 20.936 hasta diciembre de 2017, con los ajustes establecidos mediante Decreto 1T-2017 del mismo ministerio, publicado en el Diario Oficial del 27 de mayo de 2017.

2.1.4. Generación de energía eléctrica.

El Grupo CGE participa en la actividad de generación de electricidad en Chile, tanto en el Sistema Interconectado Central –SIC– como en el Sistema de Magallanes, a través de las sociedades GAS SUR -que opera la Central Newen, ubicada en la VIII región, una termoeléctrica que cuenta con una turbina de generación a gas de 15 MW- y EDELMAG - que posee una capacidad instalada en sus centrales generadoras térmicas a gas natural y petróleo diesel de 106 MW.

3.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.

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

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

Los presentes estados financieros consolidados del Grupo CGE al 31 de diciembre de 2017 y 2016, han sido preparados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera NIIF (IFRS por su sigla en inglés).

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

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

Tal y como se indica en la Nota 37.2 y se expone en Nota 1.1 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 y una nueva sociedad anónima abierta que nace producto de la división denominada CGE Gas Natural S.A. Los activos y pasivos asociados a comercialización y aprovisionamiento de gas natural han sido asignados a la escindida CGE Gas Natural S.A., por lo cual los resultados obtenidos en el negocio de gas natural se presentan en los estados financieros del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2016 como “Ganancias Procedentes de Operaciones Discontinuas”.

Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2016, se han efectuado reclasificaciones menores para facilitar su comparación con el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2017, de igual forma se presentan los efectos en el estado de resultados consolidado por función y el estado consolidado de flujo de efectivo directo lo informado en Nota 37.2 y 37.3, en cuanto a la discontinuación del negocio de gas licuado de petróleo (GLP), y división de CGE Gas Natural S.A. 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 2017.

3.2.1.- NIIF 12 “Revelación de intereses en otras entidades”. Las modificaciones aclaran los requerimientos de revelación de la NIIF 12, aplicables a la participación de una entidad en una subsidiaria, un negocio conjunto o una asociada que está clasificada como mantenido para la venta.

- 3.2.2. Modificación a NIC 7 “Estado de flujos de efectivo”, emitida en enero de 2016, requiere que una entidad revele información que permita a los usuarios de los Estados Financieros evaluar los cambios en las obligaciones derivadas de las actividades de financiación, incluyendo tanto los cambios derivados de los flujos de efectivo y los cambios que no son en efectivo.
- 3.2.3. Modificación a NIC 12 “Impuesto a las ganancias”, emitida en enero de 2016, aclara como registrar los activos por impuestos diferidos correspondientes a los instrumentos de deuda medidos al valor razonable.

3.3.- Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2017, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.

- 3.3.1.- NIIF 9, “Instrumentos financieros” cuya versión final fue emitida en julio de 2014. Modifica la clasificación y medición de los activos financieros e introduce un modelo “más prospectivo” de pérdidas crediticias esperadas para la contabilidad del deterioro y un enfoque sustancialmente reformado para la contabilidad de coberturas. Las entidades también tendrán la opción de aplicar en forma anticipada la contabilidad de ganancias y pérdidas por cambios de valor justo relacionados con el “riesgo crediticio propio” para los pasivos financieros designados al valor razonable con cambios en resultados, sin aplicar los otros requerimientos de IFRS 9. Su aplicación es obligatoria a contar del 1 de enero de 2018 y su adopción anticipada es permitida.

El Grupo tiene previsto adoptar la nueva norma en la fecha de aplicación requerida y no reexpresará la información comparativa.

Durante 2017, el Grupo CGE ha realizado una evaluación detallada de los impactos de los tres aspectos de la NIIF 9. Esta evaluación se basa en la información actualmente disponible y puede estar sujeta a variaciones por información adicional que esté disponible en 2018 cuando el Grupo adopte la NIIF 9. En general, el Grupo no espera grandes cambios en su estado de situación financiera y en el patrimonio neto, excepto por el efecto de la aplicación de los requisitos para determinar el deterioro de la NIIF 9. El Grupo CGE espera un incremento de las pérdidas por las correcciones por deterioro, lo que supondrá un impacto negativo en el patrimonio neto, tal y como se explica a continuación. Además, el Grupo realizará cambios en la clasificación de ciertos instrumentos financieros.

3.3.1.1 Clasificación y valoración

El Grupo no espera grandes cambios en su estado de situación financiera o en el patrimonio neto por la aplicación de los requerimientos de clasificación y valoración de la NIIF 9. Espera continuar valorando a valor razonable todos los activos financieros que actualmente se registran a valor razonable. Las acciones clasificadas como activos financieros disponibles para la venta del Grupo CGE se valorarán contra resultados en lugar de contra otro resultado integral. No se han reconocido pérdidas por deterioro en el estado de resultados de ejercicios anteriores por estas inversiones. El Grupo CGE aplicará la opción para presentar las variaciones en el valor razonable en otro resultado integral, por tanto, considera que la aplicación de la NIIF 9 no tendrá un impacto significativo.

Los préstamos, así como los deudores comerciales se mantienen para recibir los flujos de efectivo contractuales y se espera que supongan flujos de efectivo que representan únicamente pagos de principal e intereses. El Grupo CGE analizó las

características de los flujos de efectivo de estos instrumentos y concluyó que cumplen los criterios para ser valorados a coste amortizado de acuerdo con la NIIF 9. En consecuencia, no se requiere la reclasificación de estos instrumentos.

3.3.1.2 Deterioro

La NIIF 9 requiere que el Grupo 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 aplicará el modelo simplificado y registrará las pérdidas esperadas en la vida de todos los deudores comerciales. El Grupo ha determinado que, debido a la naturaleza de sus préstamos y partidas a cobrar, las pérdidas por deterioro se incrementarán en M\$4.795.723 con la correspondiente disminución de los pasivos por impuesto diferido en M\$1.294.845.

3.3.1.3 Contabilidad de coberturas

El Grupo CGE no tiene efectos ni impactos por en coberturas.

3.3.2.- NIIF 15 “Ingresos procedentes de Contratos con Clientes”, emitida en mayo de 2014, es una nueva norma que es aplicable a todos los contratos con clientes, excepto arrendamientos, instrumentos financieros y contratos de seguros. Esta nueva norma pretende mejorar las inconsistencias y debilidades de NIC 18 y proporcionar un modelo que facilitará la comparabilidad de compañías de diferentes industrias y regiones. Proporciona un nuevo modelo para el reconocimiento de ingresos y requerimientos más detallados para contratos con elementos múltiples. Su aplicación es obligatoria a contar del 1 de enero de 2018 y su adopción anticipada es permitida.

La Administración del Grupo CGE estima que la adopción de la NIIF 15, no tiene efectos en el reconocimiento de ingresos procedentes de contratos con clientes respecto del modelo de reconocimiento de su norma antecesora NIC 18.

3.3.2.1 Venta de electricidad y bienes

No se espera que esta norma tenga impacto en el resultado del Grupo CGE para los contratos con clientes en los que la venta de electricidad y bienes es generalmente la única obligación contractual. El Grupo CGE espera que el reconocimiento de ingresos se produzca en el momento en el que el control del activo se transfiere al cliente, generalmente a la entrega de la energía o de los bienes.

3.3.2.2 Servicios de transmisión y transformación de energía eléctrica.

No se espera que esta norma tenga impacto en el resultado del Grupo CGE para los contratos con clientes por prestación de servicios de transmisión y transformación que se constituyen generalmente como única obligación contractual y de prestación periódica e inmediata.

3.3.2.3 Servicios de construcción de obras para terceros.

No se espera que esta norma tenga impacto en el resultado del Grupo CGE para los contratos con clientes por servicios de construcción de obras que se constituyen generalmente como única obligación contractual.

Los ingresos del contrato de construcción se reconocen a la fecha en resultados de acuerdo con el método de grado de avance físico. El Grupo CGE concluyó que los servicios se satisfacen a lo largo del tiempo. En consecuencia, de acuerdo con la NIIF 15, el Grupo CGE continuara reconociendo los ingresos de estos contratos a lo largo del tiempo en lugar de hacerlo en un momento determinado.

- 3.3.3.- CINIIF 22 “Transacciones en Moneda Extranjera y Contraprestaciones Anticipadas”. Emitida en diciembre de 2016. La Interpretación aborda la forma de determinar la fecha de la transacción a efectos de establecer la tasa de cambio a usar en el reconocimiento inicial del activo, gasto o ingreso relacionado (o la parte de estos que corresponda), en la baja en cuentas de un activo no monetario o pasivo no monetario que surge del pago o cobro de la contraprestación anticipada en moneda extranjera, a estos efectos la fecha de la transacción, corresponde al momento en que una entidad reconoce inicialmente el activo no monetario o pasivo no monetario que surge del pago o cobro de la contraprestación anticipada Si existen múltiples pagos o cobros anticipados, la entidad determinará una fecha de la transacción para cada pago o cobro de la contraprestación anticipada. La interpretación será de aplicación obligatoria para los ejercicios que comiencen a partir del 1 de enero de 2018 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.4.- NIIF 16 “Arrendamientos”, emitida en enero de 2016, es una nueva norma que establece la definición de un contrato de arrendamiento y especifica el tratamiento contable de los activos y pasivos originados por estos contratos desde el punto de vista del arrendador y arrendatario. La nueva norma no difiere significativamente de la norma que la precede, NIC 17 Arrendamientos, con respecto al tratamiento contable desde el punto de vista del arrendador. Sin embargo, desde el punto de vista del arrendatario, la nueva norma requiere el reconocimiento de activos y pasivos para la mayoría de los contratos de arrendamientos. Su aplicación es obligatoria a contar del 1 de enero de 2019 y su adopción anticipada es permitida si ésta es adoptada en conjunto con NIIF 15 “Ingresos procedentes de Contratos con Clientes”.
- 3.3.5.- Enmienda a NIIF 2 “Pagos basados en acciones”. Emitida en junio de 2016. Estas enmiendas realizadas abordan las condiciones de cumplimiento cuando los pagos basados en acciones se liquidan en efectivo, la clasificación de transacciones de pagos basados en acciones, netas de retención de impuesto sobre la renta y la contabilización de las modificaciones realizadas a los términos de los contratos que modifiquen la clasificación de pagos liquidados en efectivo o liquidados en acciones de patrimonio
En la entrada en vigencia de la modificación no es obligatoria la restructuración de los estados financieros de ejercicios anteriores, pero su adopción retrospectiva es permitida. Las modificaciones serán de aplicación obligatoria para los ejercicios anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2018 y se permite su adopción anticipada.
- 3.3.6.- Enmienda a NIIF 4 “Contratos de seguros”. Emitida en septiembre de 2016. Esta enmienda introduce las siguientes dos opciones para aquellas entidades que emitan contratos de seguros:

- La exención temporal y opcional de la aplicación de la NIIF 9, la cual estará disponible para las entidades cuyas actividades están predominantemente conectadas con los seguros. La excepción permitirá a las entidades que continúen aplicando la NIC 39 Instrumentos Financieros, Reconocimiento y valoración, hasta el 1 de enero de 2021.
- El enfoque de superposición, el cual, es una opción disponible para las entidades que adoptan NIIF 9 y emiten contratos de seguros, para ajustar las ganancias o pérdidas para determinados activos financieros; el ajuste elimina la volatilidad en valoración de los instrumentos financieros que pueda surgir de la aplicación de la NIIF 9., permitiendo reclasificar estos efectos del resultado del ejercicio al otro resultado integral.

Las modificaciones serán de aplicación obligatoria para los ejercicios que comiencen a partir del 1 de enero de 2018 y su adopción anticipada es permitida.

- 3.3.7.- NIC 28 “Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos”. Esta modificación aclara que una entidad que es una organización de capital de riesgo, u otra entidad que califique, puede elegir, en el reconocimiento inicial valorar sus inversiones en asociadas y negocios conjuntos a valor razonable con cambios en resultados. Si una entidad que no es en sí misma una entidad de inversión tiene un interés en una asociada o negocio conjunto que sea una entidad de inversión, puede optar por mantener la medición a valor razonable aplicada su asociada. Las modificaciones deben aplicarse retrospectivamente y su vigencia es a partir del 1 de enero de 2018, permitiéndose su aplicación anticipada.
- 3.3.8.- NIC 40 “Propiedades de Inversión”. Esta modificación aclara cuando una entidad debe reclasificar bienes, incluyendo bienes en construcción o desarrollo en bienes de inversión, indicando que la reclasificación debe efectuarse cuando la propiedad cumple, o deja de cumplir, la definición de propiedad de inversión y hay evidencia del cambio en el uso del bien. Un cambio en las intenciones de la administración para el uso de una propiedad no proporciona evidencia de un cambio en el uso. Las modificaciones deben aplicarse de forma prospectiva y su vigencia es a partir del 1 de enero de 2018, permitiéndose su aplicación anticipada.
- 3.3.9.- 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.
- 3.3.10.- CINIIF 23 “Tratamiento sobre posiciones fiscales inciertas”. Emitida en junio de 2017. Esta interpretación aclara la aplicación de los criterios de reconocimiento y medición requeridos por la NIC 12 Impuestos sobre la renta cuando existe incertidumbre sobre los tratamientos fiscales. Se aplicará esta Interpretación para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2019.
- 3.3.11.- 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.

La NIIF17 es efectiva para períodos de reporte que empiezan en o después de 1 de enero de 2021, con cifras comparativas requeridas, se permite la aplicación, siempre que la entidad también aplique la NIIF 9 y la NIIF 15.

Las interpretaciones serán de aplicación obligatoria para los ejercicios que comiencen a partir del 1 de enero de 2018 y su adopción anticipada es permitida.

3.3.12 NIIF 3 “Combinaciones de negocios”. Esta enmienda aclara que, cuando una entidad obtiene el control de una entidad que es una operación conjunta, aplica los requerimientos para una combinación de negocios por etapas, incluyendo los intereses previamente mantenidos sobre los activos y pasivos de una operación conjunta presentada al valor razonable. La enmienda debe aplicarse a las combinaciones de negocios realizadas posteriormente al 1 de enero de 2019. Se permite su aplicación anticipada.

3.3.13 NIIF 9 “Instrumentos financieros”. Las modificaciones a la NIIF 9 pretenden aclarar que un activo financiero cumple el criterio sólo de pagos de principal más intereses independientemente del evento o circunstancia que causa la terminación anticipada del contrato o de qué parte paga o recibe la compensación razonable por la terminación anticipada del contrato.

Las modificaciones a la NIIF 9 deberán aplicarse cuando el prepago se aproxima a los montos no pagados de capital e intereses de tal forma que refleja el cambio en tasa de interés de referencia. Esto implica que los prepagos al valor razonable o por un monto que incluye el valor razonable del costo de un instrumento de cobertura asociado, normalmente satisfará el criterio solo pagos de principal más intereses solo si otros elementos del cambio en el valor justo, como los efectos del riesgo de crédito o la liquidez, no son representativos. La aplicación será a partir del 1 de enero de 2019 y se realizará de forma retrospectiva con adopción anticipada permitida.

3.3.14 NIIF 11 “Acuerdos conjuntos”. La enmienda afecta a los acuerdos conjuntos sobre intereses previamente mantenidos en una operación conjunta. Una parte que participa, pero no tiene el control conjunto de una operación conjunta podría obtener control si la actividad de la operación conjunta constituye un negocio tal como lo define la NIIF 3. Las modificaciones aclaran que los intereses previamente mantenidos en esa operación conjunta no se vuelven a medir al momento de la operación. Las enmiendas deberán aplicarse a las transacciones en las que se adquiere el control conjunto realizadas posteriormente al 1 de enero de 2019. Se permite su aplicación anticipada.

3.3.15 NIC 12 “Impuestos a las Ganancias”. Las enmiendas aclaran que el impuesto a las ganancias de los dividendos generados por instrumentos financieros clasificados como patrimonio está vinculadas más directamente a transacciones pasadas o eventos que generaron ganancias distribuibles que a distribuciones a los propietarios. Por lo tanto, una entidad reconoce el impuesto a las ganancias a los dividendos en resultados, otro resultado integral o patrimonio según donde la entidad originalmente reconoció esas transacciones o eventos pasados. Las enmiendas deberán aplicarse a las a dividendos reconocidos posteriormente al 1 de enero de 2019.

3.3.16 NIC 23 “Costos por préstamos”. Las enmiendas aclaran que una entidad trata como un préstamo general cualquier endeudamiento originalmente hecho para desarrollar un

activo calificado cuando sustancialmente todas las actividades necesarias para culminar ese activo para su uso o venta están completos. Las enmiendas deberán aplicarse a partir del 1 enero de 2019.

- 3.3.17 NIC 28 “Inversiones en asociadas”. Las modificaciones aclaran que una entidad aplica la NIIF 9 Instrumentos Financieros para inversiones a largo plazo en asociadas o negocios conjuntos para aquellas inversiones que no apliquen el método de la participación patrimonial pero que, en sustancia, forma parte de la inversión neta en la asociada o negocio conjunto. Esta aclaración es relevante porque implica que el modelo de pérdida de crédito esperado, descrito en la NIIF 9, se aplica a estos intereses a largo plazo. Las entidades deben aplicar las enmiendas retrospectivamente, con ciertas excepciones. La entrada en vigencia será a partir del 1 de enero de 2019 con aplicación anticipada permitida.

La Administración del Grupo CGE estima que la adopción de las Normas, Enmiendas e Interpretaciones, enumeradas desde el 3.3.3 al 3.3.17, y que pudiesen aplicar al Grupo CGE, no tendrán un impacto significativo en los estados financieros consolidados del Grupo CGE en el ejercicio de su primera aplicación.

3.4.- Bases de consolidación.

3.4.1.- Subsidiarias o filiales.

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

Las participaciones en negocios conjuntos se reconocen como se describe en la NIIF 11 párrafo 24, mediante el método de la participación 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 Compañía General de Electricidad S.A. en las pérdidas de una coligada o asociada es igual o superior a su participación en la misma, incluida cualquier otra cuenta a cobrar no asegurada, Compañía General de Electricidad S.A. no reconoce pérdidas adicionales, a no ser que haya incurrido en obligaciones o realizado pagos en nombre de la coligada o asociada.

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

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

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

3.5.- Entidades subsidiarias.

3.5.1.- Entidades de consolidación directa.

Rut	Nombre sociedad	País	Domicilio subsidiaria	Moneda funcional	Porcentaje de participación en el capital y en los votos			
					31-12-2017			31-12-2016
					Directo	Indirecto	Total	Total
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Pdte. Riesco 5561 Piso 15, Las Condes, Santiago	CL \$	0,00000%	0,00000%	0,00000%	99,34365%
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	13 Norte 810, Viña del Mar	CL \$	0,00000%	0,00000%	0,00000%	99,42645%
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%
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	Pdte. Riesco 5561 Piso 15, Las Condes, Santiago	CL \$	0,00000%	0,00000%	0,00000%	98,21715%
99.548.260-6	CGE Argentina S.A.	Chile	Teatinos 280 Piso 2, Santiago	CL \$	99,99164%	0,00000%	99,99164%	99,99164%
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Rosario Norte 407 Piso 11, Las Condes, Santiago	CL \$	99,99945%	0,00055%	100,00000%	100,00000%
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Avda. Gladys Marín 6030, Estación Central, Santiago	CL \$	99,07000%	0,93000%	100,00000%	100,00000%
93.832.000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Chile	Rosario Norte 407 Piso 11, Las Condes, Santiago	CL \$	99,99607%	0,00393%	100,00000%	100,00000%
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Teatinos 280 Piso 2, Santiago	CL \$	99,99324%	0,00676%	100,00000%	100,00000%
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Rosario Norte 407 Piso 11, Las Condes, Santiago	CL \$	99,99101%	0,00899%	100,00000%	100,00000%
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Pedro Aguirre Cerda 5558, Antofagasta	CL \$	71,81404%	20,86513%	92,67917%	0,00000%
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Zegers 469, Iquique	CL \$	88,58393%	0,00000%	88,58393%	0,00000%
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Baquedano 731 Piso 12, Arica	CL \$	69,42718%	24,73191%	94,15909%	0,00000%
96.893.220-9	Transemel S.A.	Chile	Pdte. Riesco 5561 Piso 15, Las Condes, Santiago	CL \$	75,00000%	25,00000%	100,00000%	0,00000%

3.5.2.- Cambios en el perímetro de consolidación.

3.5.2.1 Perímetro de consolidación directo

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

Lo anterior implica cambio en perímetro de consolidación directo de Compañía General de Electricidad S.A. que considera las filiales directas de la absorbida.

Tal como se expone en Nota 1.1 con fecha 14 de octubre de 2016, se aprobó la división social de Compañía General de Electricidad S.A. en una sociedad continuadora y una nueva sociedad anónima abierta que nace producto de la división denominada CGE Gas Natural S.A. Dentro de los activos asignados a CGE Gas Natural S.A. está la participación del 94,49915%

en la subsidiaria directa Gas Natural Chile S.A. (RUT 76.560.818-K), esto implica la modificación del perímetro de consolidación directo de Compañía General de Electricidad S.A.

Con fecha 30 de noviembre de 2016, se materializó la venta de por parte de la Sociedad y de su subsidiaria CGE Magallanes S.A. del 100% de las acciones que poseían en Tecnet S.A. a Ezentis Chile S.A.

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.

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.

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 de Atacama S.A.

No existen otros cambios en el perímetro de consolidación directo para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016.

3.5.2.2 Perímetro de consolidación indirecto

Los siguientes cambios se han producido en el perímetro de consolidación indirecto de nuestras subsidiarias para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

Con fecha 30 de marzo de 2016, en Junta Extraordinaria de Accionistas, se aprobó la división de Gasco S.A. en dos sociedades. Gas Natural Chile S.A. dedicada al desarrollo de los negocios de gas natural y Gasco S.A. (continuadora) dedicada al desarrollo de los negocios de gas petróleo.

Con fecha 31 de marzo de 2016, la 2ª. Junta Extraordinaria de Accionistas de Inversiones Atlántico aprobó la división de la Sociedad, en dos sociedades en la que la sociedad continuadora Inversiones Atlántico S.A. conserva el conjunto de los activos y pasivos relacionados, directa e indirectamente en el negocio de gas licuado de petróleo y una nueva sociedad, Sociedad de Inversiones Atlántico S.A., a la cual se le asignan el resto de los activos y pasivos relacionados, directa o indirectamente con la participaciones en las sociedades de gas natural.

Con fecha 26 de mayo de 2016 se celebró Junta Extraordinaria de Accionistas mediante la cual se aprobó la división de Metrogas S.A. entre sí y una nueva sociedad que se crea en virtud de la división, con el objeto de separar el negocio de distribución de gas natural, que permanecerá en la continuadora legal Metrogas S.A., del de aprovisionamiento, el cual pasará a la nueva sociedad denominada Aprovisionadora Global de Energía S.A.

Producto de esta división la subsidiaria Metrogas S.A. modifica su perímetro de consolidación, que excluye las subsidiarias Empresa Chilena de Gas Natural S.A. y Centrogas S.A. y las sociedades de control conjunto GNL Quintero S.A., GNL Chile S.A., Gasoducto Gasandes (Argentina) S.A., Gasoducto Gasandes S.A. y Andes Operaciones y Servicios S.A. cuyos activos han sido asignados por la Junta Extraordinaria de Accionistas a la subsidiaria Aproveionadora Global de Energía S.A.

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. Producto de lo anterior dejan de pertenecer al perímetro de consolidación de CGE las empresas Gasco S.A. (RUT 90.310.000-1), Gasmar S.A. (RUT 96.636.520-K), Gasco GLP S.A. (RUT 96.568.740-8), Inversiones Invergas S.A. (RUT 79.738.350-3), Inversiones Atlántico S.A. (RUT 96.930.050-8), Automotive Gas Systems S.A. (RUT 96.964.210-8), Transportes e Inversiones Magallanes S.A. (RUT 76.076.073-0), Autogasco S.A. (RUT 76.742.300-4), Inversiones GLP S.A.S. E.S.P. (sociedad extranjera), Unigas Colombia S.A. E.S.P. (sociedad extranjera) y JGB Inversiones S.A.S. E.S.P. (sociedad extranjera).

Con fecha 6 de Julio de 2016, 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 controla de Gas Natural Chile S.A., la cual declaró exitosa con fecha 8 de agosto de 2016, adquiriendo 63.629.621 acciones representativas del 37,875% de participación en la misma. Producto de lo anterior, la Sociedad posee un total de 95.128.954 acciones de Gas Natural Chile S.A. que representa el 94,499% de las acciones emitidas por la Sociedad.

Tal como se expone en Nota 1.1 con fecha 14 de octubre de 2016, se aprobó la división social de Compañía General de Electricidad S.A. en una sociedad continuadora y una nueva sociedad anónima abierta que nace producto de la división denominada CGE Gas Natural S.A. Dentro de los activos asignados a CGE Gas Natural S.A. está la participación del 94,49915% en la subsidiaria directa Gas Natural Chile S.A. y producto de ello en las subsidiarias indirectas Metrogas S.A. (RUT 96.722.460-K), Aproveionadora Global de Energía S.A. (RUT 76.578.731-9), Gas Sur S.A. (RUT 96.853.490-4), Sociedad Inversiones Atlántico S.A. (RUT 76.580.784-0), GN Holding Argentina S.A. (RUT 76.171.653-0), Gasoducto del Pacífico S.A. (RUT 96.762.250-8), Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd. (sociedad extranjera), Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A. (sociedad extranjera), Centrogas S.A. (RUT 96.867.260-6), Empresa Chilena de Gas Natural S.A. (RUT 96.620.900-3), Financiamiento Doméstico S.A. (RUT 99.589.320-7), Innergy Holdings S.A. (RUT 96.856.650-4), Innergy Transportes S.A. (RUT 96.856.700-4), Innergy Soluciones Energéticas S.A. (RUT 96.861.390-1) y GN Holding Argentina Comercializadora S.A. (sociedad extranjera), en conjunto con ello de las subsidiarias indirectas , esto implica la modificación del perímetro de consolidación indirecto de Compañía General de Electricidad S.A.

Con fecha 30 de noviembre de 2016, se materializó la venta de por parte de la Sociedad del 45,20550% y de su subsidiaria Novanet S.A. del 58,78734% de las acciones que poseían en Enerplus S.A. a Gas Natural Fenosa Internacional S.A. Agencia en Chile.

Con fecha 16 de diciembre de 2016, se materializó la venta de por parte de las subsidiarias Transformadores Tusan S.A. y Energy Sur S.A. del 100,00% de las acciones que poseían en Hormigones del Norte S.A. a Inversiones Cruz Grande S.A., Asesorías e Inversiones I & V Ltda., Alvaro López Valenzuela, Asesorías e Inversiones Cruz & Irrarrázaval Spa, Transportes Ferbas Ltda., Asesorías e Inversiones Lo Cañas Ltda., Inversiones Projecta Ltda. e Inversiones Alicante Ltda.

Con fecha 19 de junio de 2017, Empresa Eléctrica de Magallanes S.A., adquirió seis acciones de su subsidiaria Inversiones San Sebastián S.A. Producto de esta adquisición Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. se constituyó en propietaria del 100% de las acciones de su subsidiaria, quedando esta disuelta de acuerdo a lo establecido en la Ley de Sociedades Anónimas.

Con fecha 9 de agosto de 2017, Agua Negra S.A., adquirió seis acciones de su subsidiaria Inversiones San Sebastián S.A. Producto de esta adquisición Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. se constituyó en propietaria del 100% de las acciones de su subsidiaria, quedando esta disuelta de acuerdo a lo establecido en la Ley de Sociedades Anónimas.

Con fecha 21 de septiembre de 2017, se celebró Asamblea General Extraordinaria de Agua Negra S.A., que aprobó la fusión por absorción de la Sociedad con International Financial Investments S.A.

3.5.3.- 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			
						31-12-2017		31-12-2016	
						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%	55,00000%	55,00000%	55,00000%
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Pedro Aguirre Cerda 5558, Antofagasta	CL \$	Emel Norte S.A.	0,00000%	0,00000%	90,40552%	88,79373%
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Zegers 469, Iquique	CL \$	Emel Norte S.A.	0,00000%	0,00000%	88,14828%	86,57673%
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Baquedano 731 Piso 12, Arica	CL \$	Emel Norte S.A.	0,00000%	0,00000%	90,96851%	89,34668%
96.893.220-9	Transemel S.A.	Chile	Pdte. Riesco 5561 Piso 15, Las Condes, Santiago	CL \$	Emel Norte S.A.	0,00000%	0,00000%	97,42639%	95,68942%
76.122.825-0	Emelat Inversiones S.A.	Chile	Pdte. Riesco 5561 Piso 15, Las Condes, Santiago	CL \$	Emel Norte S.A.	0,00000%	0,00000%	98,40504%	96,65063%
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Avda. Circunvalación 51, Copiapó	CL \$	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	0,00000%	0,00000%	98,40504%	97,84064%
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%
96.641.320-4	Inversiones San Sebastián S.A.	Chile	Croacia 444-A, Punta Arenas	CL \$	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	0,00000%	0,00000%	99,99980%	55,10680%
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	International Financial Investments S.A.	Argentina	Avda. De Mayo 645, Buenos Aires	AR \$	CGE Argentina S.A.	0,00000%	0,00000%	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%
0-E	Los Andes Huarpes S.A.	Argentina	Avda. De Mayo 645, Buenos Aires	AR \$	International Financial Investments S.A.	98,03450%	99,99650%	98,03450%	99,99650%
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Pdte. Riesco 5561 Piso 15, Las Condes, Santiago	CL \$	CGE Magallanes S.A.	0,00000%	0,00715%	0,00000%	0,00715%

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

3.5.4.1.- Entidades asociadas

Rut	Nombre sociedad	País	Domicilio sociedad	Moneda funcional	Asociada de	Porcentaje de Participación de			
						31-12-2017		31-12-2016	
						Subsidiaria	CGE	Subsidiaria	CGE
96.955.090-3	Inmobiliaria Parque Nuevo S.A.	Chile	Avda. del Valle Norte 857 Piso 4, Huechuraba, Santiago	CL \$	Inv. y Gestión S.A.	0,00000%	0,00000%	50,00000%	50,00000%

Con fecha 14 de octubre de 2016, se aprobó la división social de Compañía General de Electricidad S.A. en una sociedad continuadora y una nueva sociedad anónima abierta que nace producto de la división denominada CGE Gas Natural S.A. Dentro de los activos asignados a CGE Gas Natural S.A. está la participación en la sociedad subsidiaria directa Gas Natural Chile S.A. e indirecta GN Holding Argentina Comercializadora S.A., y por lo tanto de la participación de éstas en las asociadas Gas Natural Producción S.A. y Gasmarket S.A., respectivamente.

Con fecha 3 de agosto de 2017, en Junta General Extraordinaria de Accionistas de Inmobiliaria Parque Nuevo S.A. se acordó la disolución anticipada de la Sociedad y la liquidación inmediata de los activos de la compañía.

3.5.4.2.- Entidades control conjunto

Rut	Nombre sociedad	País	Domicilio sociedad	Moneda funcional	Sociedad control conjunto de	Porcentaje de Participación de			
						31-12-2017		31-12-2016	
						Subsidiaria	CGE	Subsidiaria	CGE
0-E	Norelec S.A.	Argentina	Jean Jaures 216, Buenos Aires	AR \$	CGE Argentina S.A,	50,00000%	49,99582%	50,00000%	48,67843%
0-E	Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	Argentina	Avda. Avellaneda 205, San Miguel De Tucumán	AR \$	CGE Argentina S.A,	19,50000%	19,42211%	19,50000%	18,91034%
0-E	Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	Argentina	Jean Jaures 216, Buenos Aires	AR \$	CGE S.A.	10,00000%	10,00000%	10,00000%	10,00000%

Con fecha 14 de octubre de 2016, se aprobó la división social de Compañía General de Electricidad S.A. en una sociedad continuadora y una nueva sociedad anónima abierta que nace producto de la división, denominada CGE Gas Natural S.A. Dentro de los activos asignados a CGE Gas Natural S.A. está la participación en la sociedades subsidiarias indirectas Aprovevisionadora Global de Energía S.A. y GN Holding Argentina Comercializadora S.A., y por lo tanto de la participación de éstas en las sociedades de control conjunto asociadas GNL Quintero S.A., GNL Chile S.A., Gasoductos Gasandes (Argentina) S.A., Gasoductos Gasandes S.A., Gascart S.A. y Gasnor 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 \$
31-12-2017	614,75	739,15	26.798,14	33,11
31-12-2016	669,47	705,60	26.347,98	42,28

CL \$	Pesos chilenos	US \$	Dólares estadounidenses
U.F.	Unidades de fomento	AR \$	Pesos argentinos
Cop \$	Pesos colombianos	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. (ninguna de las cuales tiene la moneda de una economía hiperinflacionaria), 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 (goodwill) 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, servicios e inversiones, para los que se toman las decisiones estratégicas. Esta información se detalla en Nota 31.

3.8.- Propiedades, planta y equipo.

Las propiedades, planta y equipo de la Sociedad, tanto en su reconocimiento inicial como en su medición posterior, son valorados a su costo menos la correspondiente depreciación y deterioro acumulado de existir. Los equipos, instalaciones y redes destinados al negocio eléctrico de las subsidiarias, se reconocen inicialmente a su costo de adquisición y posteriormente son revalorizados mediante el método de retasación periódica a valor razonable. En el proceso de consolidación de esta sociedad matriz dichos efectos son revertidos dejando el costo como valor contable, dado que esta es la política utilizada por su matriz Gas Natural SDG S.A.

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.

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.

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. 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.- Derechos de explotación exclusiva de clientes regulados.

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

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

3.11.4 Concesiones de servicios públicos.

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.

3.11.5 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.

3.11.6.- Gastos de investigación y desarrollo.

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

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

Otros gastos de desarrollo se reconocen como gasto cuando se incurre en ellos. Los costos de desarrollo previamente reconocidos como un gasto no se reconocen como un activo en un ejercicio o período posterior. Los costos de desarrollo con una vida útil finita que se

capitalizan se amortizan desde su utilización de manera lineal durante el período en que se espera que generen beneficios.

3.12.- Costos por intereses.

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

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.

Compañía General de Electricidad S.A. clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías: a valor razonable con cambios en resultados, préstamos y cuentas por cobrar y disponibles para la venta. La clasificación depende del propósito con el que se adquirieron los activos financieros. La Administración determina la clasificación de sus activos financieros en el momento de reconocimiento inicial.

3.15.1- Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados.

Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados son activos financieros mantenidos para negociar. Un activo financiero se clasifica en esta categoría si se adquiere principalmente con el propósito de venderse en el corto plazo. Los derivados también se clasifican como adquiridos para su negociación a menos que sean designados como coberturas. Los activos de esta categoría se clasifican como activos corrientes.

Las inversiones en valores negociables se registran inicialmente al costo y posteriormente su valor se actualiza con base en su valor de mercado (valor razonable).

Las inversiones en acciones se encuentran contabilizadas a su valor razonable, los resultados obtenidos se encuentran registrados en otros ingresos (resultados).

3.15.2.- Préstamos y cuentas por cobrar.

Los préstamos y cuentas por cobrar son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables, que no cotizan en un mercado activo. Se incluyen en activos corrientes, excepto para vencimientos superiores a 12 meses desde la fecha de los estados de situación financiera, que se clasifican como activos no corrientes. Los préstamos y cuentas por cobrar incluyen los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar y el efectivo y equivalentes al efectivo en el estado de situación financiera.

3.15.3.- Activos financieros disponibles para la venta.

Los activos financieros disponibles para la venta son no derivados que se designan en esta categoría o no se clasifican en ninguna de las otras categorías. Se incluyen en activos no corrientes a menos que la administración pretenda enajenar la inversión en los 12 meses siguientes a la fecha de los estados de situación financiera.

Reconocimiento y medición:

Las adquisiciones y enajenaciones de activos financieros se reconocen en la fecha de negociación, es decir, la fecha en que Compañía General de Electricidad S.A. se compromete a adquirir o vender el activo. Los activos financieros se reconocen inicialmente por el valor razonable más los costos de la transacción para todos los activos financieros no llevados a valor razonable con cambios en resultados. Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se reconocen inicialmente por su valor razonable, y los costos de la transacción se llevan a resultados.

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando los derechos a recibir flujos de efectivo de las inversiones han vencido o se han transferido y Compañía General de Electricidad S.A. ha traspasado sustancialmente todos los riesgos y ventajas derivados de su titularidad.

Los activos financieros disponibles para la venta y los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se contabilizan posteriormente por su valor razonable (con contrapartida en otros resultados integrales y resultados, respectivamente). Los préstamos y cuentas por cobrar se registran por su costo amortizado de acuerdo con el método de la tasa de interés efectiva.

Las ganancias y pérdidas que surgen de cambios en el valor de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se incluyen en el estado de resultados, en el período o ejercicio en el que se producen los referidos cambios en el valor razonable. Los ingresos por dividendos de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados, se reconocen en el estado de resultados en el rubro otros ingresos por función cuando se ha establecido el derecho de Compañía General de Electricidad S.A. a percibir los pagos por los dividendos.

Cuando un título o valor clasificado como disponible para la venta se vende o su valor se deteriora, los ajustes acumulados por fluctuaciones en su valor razonable reconocidos en el patrimonio se incluyen en el estado de resultados en el rubro "Otras ganancias (pérdidas)".

Los intereses que surgen de los valores disponibles para la venta calculados usando el método de interés efectivo se reconocen en el estado de resultados en el rubro ingresos financieros. Los dividendos generados por instrumentos disponibles para la venta se reconocen en el estado de

resultados en el rubro Otras ganancias (pérdidas), cuando se ha establecido el derecho de Compañía General de Electricidad S.A. a percibir el pago de los dividendos.

Los valores razonables de las inversiones que cotizan se basan en precios de compra corrientes. Si el mercado para un activo financiero no es activo (y para los títulos que no cotizan), Compañía General de Electricidad S.A. establece el valor razonable empleando técnicas de valoración que incluyen el uso de valores observados en transacciones libres recientes entre partes interesadas y debidamente informadas, la referencia a otros instrumentos sustancialmente similares, el análisis de flujos de efectivo descontados, y modelos de fijación de precios de opciones haciendo un uso máximo de información del mercado y confiando lo menos posible en información interna específica de la entidad. En caso de que ninguna técnica mencionada pueda ser utilizada para fijar el valor razonable, se registran las inversiones a su costo de adquisición neto de la pérdida por deterioro, si fuera el caso.

Compañía General de Electricidad S.A. evalúa en la fecha de cada estado de situación financiera si existe evidencia objetiva de que un activo financiero o un grupo de activos financieros puedan haber sufrido pérdidas por deterioro. En el caso de títulos de patrimonio clasificados como disponibles para la venta, para determinar si los títulos han sufrido pérdidas por deterioro se considerará si ha tenido lugar un descenso significativo o prolongado en el valor razonable de los títulos por debajo de su costo. Si existe cualquier evidencia de este tipo para los activos financieros disponibles para venta, la pérdida acumulada determinada como la diferencia entre el costo de adquisición y el valor razonable corriente, menos cualquier pérdida por deterioro del valor en ese activo financiero previamente reconocido en resultados, se elimina del patrimonio neto y se reconoce en el estado de resultados. Las pérdidas por deterioro del valor reconocidas en el estado de resultados por instrumentos de patrimonio no se revierten a través del estado de resultados.

Los activos y pasivos financieros se exponen netos en el estado de situación financiera cuando existe el derecho legal de compensación y la intención de cancelarlos sobre bases netas o realizar el activo y cancelar el pasivo simultáneamente.

3.16.- Instrumentos financieros derivados y actividad 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.

La contabilidad de coberturas se registra de acuerdo con lo dispuesto por NIC 39.

3.16.1.- 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 fija 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.

3.16.2.- Coberturas de flujos de efectivo.

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

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

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

3.16.3.- 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.

3.16.4.- 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.

3.17.- 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.

3.18.- 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.

Se establece una provisión para pérdidas por deterioro de cuentas comerciales a cobrar cuando existe evidencia objetiva de que Compañía General de Electricidad S.A. no será capaz de cobrar todos los importes que se le adeudan de acuerdo con los términos originales de las cuentas por cobrar. Algunos indicadores de posible deterioro de las cuentas por cobrar son dificultades financieras del deudor, la probabilidad de que el deudor vaya a iniciar un proceso de quiebra o de reorganización financiera y el incumplimiento o falta de pago, como así también la experiencia sobre el comportamiento y características de la cartera colectiva.

El importe de la provisión es la diferencia entre el importe en libros del activo y el valor actual de los flujos futuros de efectivo estimados, descontados al tipo de interés efectivo. El valor de libros

del activo se reduce por medio de la cuenta de provisión y el monto de la pérdida se reconoce con cargo al estado de resultados. Cuando una cuenta por cobrar se considera incobrable, se castiga contra la respectiva provisión para cuentas incobrables. La recuperación posterior de montos previamente castigados se reconoce como abono en el estado de resultados.

3.19.- 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 y los sobregiros bancarios. En el estado de situación financiera, los sobregiros, de existir, se clasifican como Otros Pasivos Financieros en el Pasivo Corriente.

3.20.- 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.

3.21.- 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.

3.22.- 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.

3.23.- 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.

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

3.24.1.- 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.

3.24.2.- 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.

3.24.3.- 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.

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

Los beneficios por cese que no califican con lo descrito en el punto 3.24.3.- 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.

3.24.5.- 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.

3.24.6.- 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.

3.25.- 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.

3.26.- 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. cumplirá 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.

3.27.- 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.

3.28.- Reconocimiento de ingresos.

Los ingresos ordinarios incluyen el valor razonable de las contraprestaciones recibidas o a recibir por la venta de bienes y servicios en el curso ordinario de las actividades de Compañía General de Electricidad S.A. Los ingresos ordinarios se presentan netos de impuestos a las ventas, devoluciones, rebajas y descuentos.

Compañía General de Electricidad S.A. reconoce los ingresos cuando el importe de los mismos se puede valorar con fiabilidad, 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. No se considera que sea posible valorar el importe de los ingresos con fiabilidad hasta que no se han resuelto todas las contingencias relacionadas con la venta.

3.28.1.- Ventas de electricidad.

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.

3.28.2.- 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.

3.28.3.- Ventas de bienes.

Las ventas de bienes se reconocen cuando Compañía General de Electricidad S.A. ha entregado los productos al cliente y no existe ninguna obligación pendiente de cumplirse que pueda afectar la aceptación de los productos por parte del cliente. La entrega no tiene lugar hasta que los productos se han enviado al lugar concreto, los riesgos de obsolescencia y pérdida se han transferido al cliente y el cliente ha aceptado los productos de acuerdo con el contrato de venta, el período de aceptación ha finalizado, o bien Compañía General de Electricidad S.A. tiene evidencia objetiva de que se han cumplido los criterios necesarios para la aceptación.

Las ventas se reconocen en función del precio fijado en el contrato de venta, neto de los descuentos por volumen y las devoluciones estimadas a la fecha de la venta. Los descuentos por volumen se evalúan en función de las compras anuales previstas. Se asume que no existe un componente financiero implícito, dado que las ventas se realizan con un período medio de cobro reducido.

3.28.4.- Ingresos por intereses.

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

3.28.5.- Ingresos por dividendos de inversiones temporales.

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

3.29.- Arrendamientos.

- 3.29.1.- Cuando una entidad de Compañía General de Electricidad S.A. es el arrendatario - arrendamiento financiero.

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, se clasifican como arrendamientos financieros. Los arrendamientos financieros se capitalizan al inicio del arrendamiento al valor razonable de la propiedad o activo arrendado o al valor presente de los pagos mínimos por el arrendamiento, el menor de los dos.

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 en Otros pasivos financieros. 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.

- 3.29.2.- Cuando una entidad de Compañía General de Electricidad S.A. es el arrendatario - arrendamiento operativo.

Los arrendamientos en los que el arrendador conserva una parte importante de los riesgos y ventajas derivados de la titularidad del bien se clasifican como arrendamientos operativos. Los pagos en concepto de arrendamiento operativo (netos de cualquier incentivo recibido del arrendador) se cargan en el estado de resultados sobre una base lineal durante el período de arrendamiento.

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

Cuando los activos son arrendados bajo arrendamiento financiero, 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.

3.30.- Contratos de construcción.

Los costos de los contratos de construcción a terceros se reconocen cuando se incurre en ellos. Los ingresos y costos del contrato de construcción se reconocen en resultados de acuerdo con el

método de grado de avance físico. Cuando el resultado de un contrato de construcción no puede estimarse de forma fiable, los ingresos del contrato se reconocen sólo hasta el límite de los costos del contrato incurridos que sea probable que se recuperarán. Cuando el resultado de un contrato de construcción puede estimarse de forma fiable y es probable que el contrato vaya a ser rentable, los ingresos del contrato se reconocen durante el período del contrato. Cuando sea probable que los costos del contrato vayan a exceder el total de los ingresos del mismo, la pérdida esperada se reconoce inmediatamente como un gasto, o como parte de un contrato oneroso.

3.31.- Cambio en criterio de reconocimiento de inversiones en conversiones.

A través de los Oficios Ordinarios N° 4550 y N° 7515, de fecha 05 de marzo de 2015 y 15 de abril de 2015 respectivamente, la SVS notificó a la subsidiaria Metrogas S.A. el cambio en los criterios de contabilización de los costos de conversión estableciendo que los mismos no pueden ser incorporados como activos en los estados financieros sino como gasto.

Con fecha 28 de abril de 2015, Metrogas S.A. interpuso un recurso de reclamación ante la Corte de Apelaciones de Santiago.

Con fecha 8 de abril de 2016, las partes presentan un escrito al tribunal, mediante el cual Metrogas S.A. se desiste del recurso de reclamación interpuesto y la Superintendencia de Valores y Seguros acepta dicho desistimiento. Posteriormente, a través del Oficio Ordinario N°10.089 de fecha 22 de abril de 2016, la SVS autorizó que dichos cambios sean realizados a contar de los estados financieros al 31 marzo de 2016.

Lo anterior implica un cambio en el tratamiento de las conversiones realizada por la Compañía puesto que las erogaciones que representan estas conversiones serán tratadas como gastos del ejercicio en que se incurren, en lugar de considerarlas como parte de los activos medidores y reguladores, como se hacía hasta el 31 de diciembre de 2015.

Como consecuencia de lo anterior y de acuerdo a la NIC 8 "Políticas Contables, Cambios en las Estimaciones Contables y Errores" el cambio fue realizado en forma retroactiva reexpresando los estados financieros consolidados del 31 de diciembre 2015.

Los saldos reexpresados de cada línea de los estados financieros afectados de ejercicios anteriores son los siguientes:

Efecto en el patrimonio Incremento (disminución) del patrimonio neto	
ACTIVOS	31-12-2015 M\$
ACTIVOS NO CORRIENTES	
Propiedades, planta y equipo. (neto)	(81.947.813)
Activos por impuestos diferidos.	869.247
Total activos no corrientes	(81.078.566)
TOTAL ACTIVOS	(81.078.566)
PATRIMONIO Y PASIVOS	
31-12-2015 M\$	
PASIVOS NO CORRIENTES	
Pasivo por impuestos diferidos.	(20.989.472)
Total pasivos no corrientes	(20.989.472)
TOTAL PASIVOS	(20.989.472)
PATRIMONIO	
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	(8.338.085)
Otras reservas.	(10.824.362)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.	(19.162.447)
Participaciones no controladoras.	(40.926.647)
Total patrimonio	(60.089.094)
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	(81.078.566)

Los activos y pasivos indicados precedentemente forman parte de los estados financieros consolidados de CGE Gas Natural S.A. al 31 de Diciembre de 2016 en virtud del proceso de división de la Sociedad citado en Nota 1.1.

3.32.- 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.

3.33.- 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 distribución de Gas Natural, 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.

3.34.- 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 no ha registrado transacciones que no representan movimientos de efectivo relacionadas con inversión o financiamiento al 31 de diciembre de 2017 y 2016. A la fecha no existen restricciones sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.

4.- ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRITICOS 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 año 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 2017 no arrojaron deterioro alguno sobre la plusvalía comprada (ver Nota 18.1).

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

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

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

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

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

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

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

4.4.- Reconocimiento de ingresos y costos de energía - Efectos de Precios de Contratos de Suministro y de Precios de Subtransmisión (Decreto 14-2012 del Ministerio de Energía).

Para Distribuidoras de Energía Eléctrica.

Las tarifas de compra de energía establecidas en los diversos contratos de suministro suscritos con generadores como resultado de los procesos licitatorios, y los correspondientes precios de Transmisión Zonal, son traspasados a las tarifas de los clientes regulados mediante las fijaciones de precios de nudo promedio.

En relación a los referidos precios de Transmisión Zonal, el 9 de abril de 2013 fue publicado en Diario Oficial el Decreto 14-2012 del Ministerio de Energía, de fecha 14 de febrero de 2012, mediante el cual se fijaron, a partir del 1 de enero de 2011, las tarifas de los sistemas de Subtransmisión (hoy Transmisión Zonal) y de Transmisión Adicional (hoy Transmisión Dedicada) y

sus fórmulas de indexación, cuya vigencia fue extendida hasta diciembre de 2017 por la Ley 20.936, que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos, publicada el 20 de julio de 2016.

Así, el 4 de marzo de 2016 fue publicado el Decreto 1T-2016; el 23 de mayo de 2016, el Decreto 4T-2016; el 17 de junio de 2016, el Decreto 7T-2016; el 6 de agosto de 2016, el Decreto 8T-2016; el 1 de septiembre de 2016, el Decreto 9T-2016 (rectificado por el Decreto 10T-2016) y; el 10 de octubre de 2017, el Decreto 12T-2016 y el Decreto 3T-2017, todos del Ministerio de Energía, mediante los cuales se fijan precios de nudo promedio con vigencia a contar del 1 de enero de 2016, 1 de marzo de 2016, 1 de abril de 2016, 1 de mayo de 2016, 1 de septiembre de 2016, 1 de enero de 2017 y 1 de julio de 2017, respectivamente.

Del mismo modo, mediante el Oficio N° 3645-2016 del 28 de marzo de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles instruyó la reliquidación del Decreto 1T-2016; a través del Oficio N° 10571-2016 del 12 de agosto de 2016, las reliquidaciones de los Decretos 4T-2016 y 7T-2016; y mediante Oficio N° 18991-2017 del 21 de septiembre de 2017 -modificado por el Oficio N° 19484-2017 del 26 de septiembre de 2017, las reliquidaciones de los Decretos 12T-2016 y 3T-2017.

Respecto a la reliquidación de los decretos publicados con posterioridad a la Ley 20.936, las diferencias de facturación deberán ser traspasadas a los clientes regulados a través de las tarifas del decreto semestral siguiente, reajustadas de acuerdo al interés corriente vigente a la fecha de dictación de dicho decreto.

Aún, se encuentra pendiente la publicación del decreto de precios de nudo promedio que fijará los precios con vigencia a contar del mes de enero de 2018, lo que hace necesario reflejar en los balances y estados de resultados los efectos que ellos tendrán en las cuentas de los clientes

A estos efectos, el monto estimado de la referida reliquidación se encuentra activado en el rubro "Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar" en lo que respecta a los derechos a cobro y bajo el rubro "Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar" sobre las obligaciones.

Para Transmisoras de Energía Eléctrica.

El 9 de abril de 2013 fue publicado en Diario Oficial el Decreto 14-2012 del Ministerio de Energía, de fecha 14 de febrero de 2012, mediante el cual se fijaron las tarifas de los sistemas de subtransmisión y de transmisión adicional y sus fórmulas de indexación, a partir del 1 de enero de 2011.

Al respecto, en el período que medió entre el inicio de vigencia del Decreto 14-2012 y su aplicación por parte del CDEC-SIC, esto es entre los meses de enero de 2011 y agosto de 2013, la Sociedad facturó provisionalmente sus ingresos de acuerdo al Decreto N° 320-2008 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que tarifica las instalaciones de subtransmisión, el cual fue publicado en el Diario Oficial el 9 de enero de 2009 y cuya vigencia fue hasta el 31 de diciembre de 2010.

Desde el año 2014 a la fecha y en relación con la aplicación del Decreto 14-2012 ya referido, el CDEC-SIC (hoy Coordinador Eléctrico Nacional) ha publicado las reliquidaciones de los precios de subtransmisión asociadas al abastecimiento de usuarios sometidos a regulación de precios, correspondientes a los años 2011, 2012, 2013, 2014 y 2015, manteniendo pendiente la publicación de las reliquidaciones de transmisión adicional del período comprendido entre los meses de enero y abril de 2016. Todo lo anterior se encuentra reflejado en los estados financieros.

A estos efectos, el monto estimado de la referida reliquidación se encuentra activado en el rubro “Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar” en lo que respecta a los derechos a cobro y bajo el rubro “Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar” sobre las obligaciones.

5.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.

Los factores de riesgo a los que están sometidas CGE 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 subtransmisión. 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 las unidades de reajuste entre sus flujos operacionales y de sus obligaciones financieras.

Al 31 de diciembre de 2017 el stock de deuda en moneda extranjera, en su totalidad en pesos argentinos, alcanza a M\$ 23.683.947. En consecuencia, el riesgo de variación de tipo de cambio sólo afecta al 2,08% de la deuda financiera total, lo que implica que el 97,92% no está afecto a la volatilidad del tipo de cambio.

Tipo de deuda	31-12-2017		31-12-2016	
	M\$	%	M\$	%
Deuda en CL\$	651.568.154	57,34%	583.436.652	55,11%
Deuda en unidades de fomento	461.072.687	40,58%	453.045.123	42,80%
Deuda en moneda extranjera - m/e	23.683.947	2,08%	22.102.335	2,09%
Total deuda financiera	1.136.324.788	100,00%	1.058.584.110	100,00%

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 asociados, con el objeto de determinar el impacto en los resultados de CGE y sus subsidiarias ante la variación en el tipo de cambio.

Cabe destacar que al 31 de diciembre de 2017, el valor del peso argentino se ubicó en \$ 33,11, es decir un 21,69% menor al valor de cierre al 31 de diciembre de 2016, fecha en que alcanzó un valor de \$ 42,28.

Sensibilización tipo de cambio de cierre	Variación % t/c	t/c cierre	Deuda en moneda extranjera		Efecto t/c M\$
			MAR\$	M\$	
Saldos al 31 de diciembre de 2017		33,11	715.311	23.683.947	
	-1%	32,78	715.311	23.447.108	(236.839)
	1%	33,44	715.311	23.920.786	236.839

Se estima que el impacto de una apreciación de 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\$ 236.839 en la utilidad antes de impuesto de CGE y un impacto positivo de la misma magnitud ante una depreciación del tipo de cambio.

5.1.2.- Riesgo de variación unidad de fomento.

En el periodo terminado el 31 de diciembre de 2017, Compañía General de Electricidad y sus subsidiarias mantienen un 40,58% de su deuda financiera denominada en UF. Para dimensionar el efecto de la variación de la UF en el resultado antes de impuestos, se realizó una sensibilización de esta unidad de reajuste, determinando que ante un alza de un 1% en el valor de la UF al 31 de diciembre de 2017, el resultado antes de impuestos habría disminuido en M\$ 4.610.727 y lo contrario hubiera sucedido ante una disminución de 1% en la UF.

5.1.3.- Riesgo de tasa de interés.

El riesgo de tasa de interés es el riesgo de que flujos de instrumentos financieros fluctúen debido a cambios en las tasas de interés de mercado. La exposición de la Compañía al riesgo de cambio en tasas de interés se relaciona principalmente con obligaciones financieras a tasas de interés variables.

Al 31 de diciembre de 2017, la deuda financiera de la Compañía y de sus subsidiarias se estructura en un 44,5% 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\$ 4.576.658.

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 72,9% 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 la matriz o de cualquiera de sus filiales.

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

Capital e intereses con proyección futura de flujo de caja 31-12-2017	Hasta 1 año M\$	Más de 1 año y hasta 3 años M\$	Más de 3 años y hasta 6 años M\$	Más de 6 años y hasta 10 años M\$	Más de 10 años M\$	Total M\$
Bancos	328.826.334	361.221.341	74.389.078	0	0	764.436.752
Bonos	17.606.324	43.739.302	76.494.276	187.268.042	287.110.476	612.218.421
Total	346.432.658	404.960.643	150.883.354	187.268.042	287.110.476	1.376.655.173
Porcentualidad	25%	29%	11%	14%	21%	100%

Capital e intereses con proyección futura de flujo de caja 31-12-2016	Hasta 1 año M\$	Más de 1 año y hasta 3 años M\$	Más de 3 años y hasta 6 años M\$	Más de 6 años y hasta 10 años M\$	Más de 10 años M\$	Total M\$
Bancos	95.483.709	389.339.821	225.406.254	0	0	710.229.784
Bonos	17.310.570	34.621.140	76.190.230	165.005.324	326.117.570	619.244.835
Total	112.794.279	423.960.962	301.596.484	165.005.324	326.117.570	1.329.474.619
Porcentualidad	8%	32%	23%	12%	25%	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 es históricamente muy bajo. El reducido plazo de cobro a los clientes y la relevancia que tiene el suministro de electricidad, hace que éstos no acumulen montos significativos de deudas antes que pueda producirse la suspensión del suministro, conforme a las herramientas de cobranza definidas en la ley.

La regulación vigente prevé la radicación de la deuda en la propiedad del usuario, lo que junto con lo atomizada de la cartera de clientes, reduce aún más la probabilidad de incobrabilidad.

En el siguiente cuadro se refuerza el bajo riesgo crediticio. En efecto, la rotación de cuentas por cobrar de CGE se ubicó en 3,3 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 5,17% del total de Ingresos Operacionales anuales.

Conceptos	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Ingresos operacionales. (últimos 12 meses)	1.716.050.849	1.669.515.109
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar bruto.	567.216.026	454.939.444
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas.	105.580.654	92.902.282
Rotación cuentas por cobrar. (meses)	3,3	2,7
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales.	5,17%	4,68%

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

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

Los principales pasivos financieros de CGE incluyen créditos bancarios y obligaciones con el público. El propósito de estos pasivos es asegurar financiamiento al desarrollo de las operaciones habituales de la empresa.

A continuación se presenta un resumen de los pasivos financieros de CGE y sus subsidiarias al 31 de diciembre de 2017, el cual compara su valor libro en relación a su valor justo:

Deuda al 31 de diciembre de 2017	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor justo M\$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos.	717.841.338	717.235.376	-0,08%
Bonos	418.483.450	473.295.280	13,10%
Total pasivo financiero	1.136.324.788	1.190.530.656	4,77%

Deuda al 31 de diciembre de 2016	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor justo M\$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos.	647.362.276	647.257.442	-0,02%
Bonos	411.221.834	471.922.624	14,76%
Total pasivo financiero	1.058.584.110	1.119.180.066	5,72%

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 33.5.

Al cierre de los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2017 la sociedad y sus subsidiarias incluidas en los estados financieros consolidados se encuentran en cumplimiento de dichas restricciones y compromisos.

6.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es la siguiente:

Clases de efectivo y equivalentes al efectivo	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Efectivo		
Efectivo en caja.	1.237.245	731.423
Saldos en bancos.	5.830.846	9.719.619
Total efectivo.	7.068.091	10.451.042
Equivalente al efectivo		
Depósitos a corto plazo, clasificado como equivalentes al efectivo.		60.055.295
Otros equivalentes al efectivo (*).	150.081	38.443.689
Total equivalente al efectivo.	150.081	98.498.984
Total	7.218.172	108.950.026

El efectivo y equivalentes al efectivo incluido en los estados consolidados de situación financiera al 31 de diciembre de 2017 y 2016 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.

(*) Otros equivalentes al efectivo	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Cuotas de fondos mutuos.	150.081	38.443.689
Total otros equivalentes al efectivo.	150.081	38.443.689

La composición del rubro por tipo de monedas al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es la siguiente:

Información del efectivo y equivalentes al efectivo por moneda	Moneda	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Monto del efectivo y equivalente al efectivo.	CL \$	3.350.273	106.670.225
	US \$	758.951	666.825
	AR \$	3.108.286	1.612.673
	EUR \$	662	303
Total		7.218.172	108.950.026

7.- OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es la siguiente:

Otros activos financieros	31-12-2017		31-12-2016	
	Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Activos financieros disponibles para la venta.		175.001		175.001
Total	0	175.001	0	175.001

7.1.- Activos financieros disponibles para la venta.

La composición de los activos financieros disponibles para la venta al 31 de diciembre de 2017 y 2016, corresponden solamente a instrumentos de patrimonio y su detalle es el siguiente:

Detalle de los instrumentos de patrimonio					No corrientes	
R.U.T	Sociedad	Número de acciones	Porcentaje participación		31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
			31-12-2017	31-12-2016		
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

7.2.- Jerarquías del valor razonable.

Los instrumentos financieros que han sido contabilizados a valor razonable en el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2017 y 2016, han sido medidos en base a las metodologías previstas en la NIC 39. Dichas metodologías aplicadas para cada clase de instrumentos financieros se clasifican según su jerarquía de la siguiente manera:

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

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 31 de diciembre de 2017 y 2016, en la medida que existan saldos vigentes a la fecha de cierre de los estados financieros.

7.2.1.- Activos financieros disponibles para la venta.

Activos financieros disponibles para la venta			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
	31-12-2017		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
SCX Bolsa de Clima de Santiago		175.001			175.001
Total	0	175.001	0	0	175.001

Activos financieros disponibles para la venta			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
	31-12-2016		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 NIC 39, 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	
	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Deudores comerciales, neto.	380.962.683	313.161.013	15.745.492	15.469.679
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, neto.	202.951	225.946	859.555	1.044.657
Otras cuentas por cobrar, neto.	62.734.844	31.067.348	1.129.847	1.068.519
Total	443.900.478	344.454.307	17.734.894	17.582.855

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

Otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Por cobrar al personal				
Anticipo asignación feriado legal.		8.664		
Anticipo honorarios.		1.559		
Préstamos al personal.	2.403.261	3.199.603	278.269	625.469
Anticipo de remuneraciones.	432.600	607.402		
Fondos por rendir.	177.043	166.884		
Sub total	3.012.904	3.984.112	278.269	625.469
Impuestos por recuperar				
Iva crédito fiscal.	4.082.436	3.038.121		
Sub total	4.082.436	3.038.121	0	0
Deudores varios				
Deudores varios. (*)	31.760.214	11.750.056		
Anticipo Proveedores.	19.422.509	8.659.561		
Instalaciones y proyectos por cobrar.			828.145	437.492
Boletas garantías.	4.693	11.016		
Documentos por cobrar fideicomiso financiero.				
Otros documentos por cobrar.	4.523.455	4.177.458	23.433	5.558
Otros.	561.800	64.823		
Provisión de deterioro.	(633.167)	(617.799)		
Sub total	55.639.504	24.045.115	851.578	443.050
Total	62.734.844	31.067.348	1.129.847	1.068.519

(*) Ver Nota N° 4.4

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

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Deudores comerciales, bruto.	485.910.170	405.445.496	15.745.492	15.469.679
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto.	202.951	225.946	859.555	1.044.657
Otras cuentas por cobrar, bruto.	63.368.011	31.685.147	1.129.847	1.068.519
Total	549.481.132	437.356.589	17.734.894	17.582.855

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

Importe en libros de deudores comerciales, otras cuentas por cobrar deteriorados	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Deudores comerciales.	104.947.487	92.284.483
Otras cuentas por cobrar.	633.167	617.799
Total	105.580.654	92.902.282

El movimiento de la provisión por deterioro de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2017 y 2016, se muestra en el siguiente cuadro:

Provisión deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos y no pagados con deterioro	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Saldo inicial.	92.902.282	86.265.183
Baja de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas del período o ejercicio.	(20.348.563)	(5.446.240)
Transferencia por división social		(2.991.426)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	(59.910)	(66.979)
Aumento (disminución) del período o ejercicio.	33.086.845	15.141.744
Total	105.580.654	92.902.282

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, ya que incluyen un interés explícito por el retraso en el pago 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.

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. Las disposiciones de este último, en su Art. N°146, fija los plazos para el pago del suministro eléctrico por parte del usuario o cliente definido, 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, y sumado a que en Art. N° 147 se establecen los plazos para suspensión del suministro eléctrico, es que podemos concluir que la cuentas por cobrar proveniente 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
- Clientes de retail

Se consideran saldos de dudoso cobro, todos aquellos cuya antigüedad de morosidad sea igual o superior a 180 días (seis meses). Se computa el cálculo de 180 días a partir del vencimiento del documento de cobro (facturas, boletas, convenios, etc). Los servicios clasificados como municipales y fiscales son excluidos de esta provisión.

Asimismo, se provisionan todos aquellos clientes que sin cumplir con la condición descrita en el párrafo anterior, en función de su situación jurídica, como son por ejemplo, los deudores en estado de quiebra o en los que exista una reclamación judicial, donde no se tenga certeza de su recuperabilidad.

La administración evalúa además, el provisionar convenios o programas especiales de recuperación de clientes que evidencien un alto riesgo de incobrabilidad.

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

8.1.5.- Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero.

Pagos mínimos a recibir por arrendamiento, arrendamientos financieros	31-12-2017			31-12-2016		
	Bruto	Interés	Valor presente	Bruto	Interés	Valor presente
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
No posterior a un año.	278.092	(75.141)	202.951	316.027	(90.081)	225.946
Posterior a un año pero menor de cinco años.	897.496	(142.091)	755.405	997.025	(200.721)	796.304
Más de cinco años.	110.662	(6.512)	104.150	267.618	(19.265)	248.353
Total	1.286.250	(223.744)	1.062.506	1.580.670	(310.067)	1.270.603

8.2.- Estratificación de la cartera.

La estratificación de la cartera al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es la siguiente:

31-12-2017	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad mayor a 251 días M\$	Total deudores M\$	Total corrientes M\$	Total no corrientes M\$
Deudores comerciales, bruto.	283.742.443	79.149.414	26.075.151	7.237.327	5.103.061	4.165.057	4.300.307	2.710.203	3.439.420	85.733.279	501.655.662	485.910.170	15.745.492
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto.	1.062.506										1.062.506	202.951	859.555
Otras cuentas por cobrar, bruto.	62.358.652	436.275	406.984				39.899			1.256.048	64.497.858	63.368.011	1.129.847
Provision deterioro	(10.720.810)	(562.808)	(510.886)	(163.650)	(165.715)	(163.797)	(154.038)	(2.710.203)	(3.439.420)	(86.989.327)	(105.580.654)	(105.580.654)	
Total	336.442.791	79.022.881	25.971.249	7.073.677	4.937.346	4.001.260	4.186.168	0	0	0	461.635.372	443.900.478	17.734.894

31-12-2016	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad mayor a 251 días M\$	Total deudores M\$	Total corrientes M\$	Total no corrientes M\$
Deudores comerciales, bruto.	221.669.228	77.248.738	16.081.057	6.472.599	5.974.758	3.638.725	3.207.621	2.578.290	3.145.284	80.898.875	420.915.175	405.445.496	15.469.679
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto.	1.270.603										1.270.603	225.946	1.044.657
Otras cuentas por cobrar, bruto.	29.755.730	1.066.222	1.028.029	12.702	41.954	56.049	77.932			715.048	32.753.666	31.685.147	1.068.519
Provision deterioro	(3.340.006)	(684.301)	(698.694)	(334.143)	(336.516)	(342.588)	(321.953)	(2.577.059)	(3.143.512)	(81.123.510)	(92.902.282)	(92.902.282)	
Total	249.355.555	77.630.659	16.410.392	6.151.158	5.680.196	3.352.186	2.963.600	1.231	1.772	490.413	362.037.162	344.454.307	17.582.855

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

El resumen de estratificación de cartera al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es el siguiente:

31-12-2017								
Tramos de deudas	Cientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Cientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada. (1)		134.409.379					134.409.379	
Por vencer. (2)	603.885	120.406.362	(10.018.456)	272.455	28.926.702	(695.639)	149.333.064	(10.714.095)
Sub total por vencer	603.885	254.815.741	(10.018.456)	272.455	28.926.702	(695.639)	283.742.443	(10.714.095)
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	522.212	78.120.894	(489.935)	11.817	1.028.520	(72.874)	79.149.414	(562.809)
Entre 31 y 60 días	113.678	25.492.173	(231.641)	5.714	582.978	(57.261)	26.075.151	(288.902)
Entre 61 y 90 días	51.236	6.821.857	(113.020)	4.644	415.470	(50.630)	7.237.327	(163.650)
Entre 91 y 120 días	45.307	4.618.356	(102.776)	4.339	484.705	(62.939)	5.103.061	(165.715)
Entre 121 y 150 días	28.595	3.756.061	(107.100)	3.882	408.996	(56.697)	4.165.057	(163.797)
Entre 151 y 180 días	24.580	3.910.070	(99.546)	3.380	390.237	(54.492)	4.300.307	(154.038)
Entre 181 y 210 días	57.254	2.401.005	(2.401.005)	3.036	309.198	(309.198)	2.710.203	(2.710.203)
Entre 211 y 250 días	56.203	3.043.689	(3.043.689)	4.521	395.731	(395.731)	3.439.420	(3.439.420)
Más de 250 días	631.225	65.623.006	(66.346.861)	127.852	20.110.273	(20.237.997)	85.733.279	(86.584.858)
Sub total vencidos	1.530.290	193.787.111	(72.935.573)	169.185	24.126.108	(21.297.819)	217.913.219	(94.233.392)
Total	2.134.175	448.602.852	(82.954.029)	441.640	53.052.810	(21.993.458)	501.655.662	(104.947.487)

31-12-2016								
Tramos de deudas	Cientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Cientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada. (1)		119.110.650			3.711		119.114.361	
Por vencer. (2)	536.812	74.686.608	(696.610)	218.630	27.868.259	(2.643.395)	102.554.867	(3.340.005)
Sub total por vencer	536.812	193.797.258	(696.610)	218.630	27.871.970	(2.643.395)	221.669.228	(3.340.005)
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	501.173	76.284.996	(345.854)	10.978	963.742	(260.685)	77.248.738	(606.539)
Entre 31 y 60 días	106.168	15.374.226	(219.946)	5.530	706.831	(206.349)	16.081.057	(426.295)
Entre 61 y 90 días	42.506	5.935.129	(143.559)	4.667	537.470	(190.584)	6.472.599	(334.143)
Entre 91 y 120 días	30.529	5.426.226	(97.351)	4.666	548.532	(239.165)	5.974.758	(336.516)
Entre 121 y 150 días	46.310	3.142.032	(129.077)	3.523	496.693	(213.511)	3.638.725	(342.588)
Entre 151 y 180 días	21.796	2.735.090	(111.572)	3.649	472.531	(203.666)	3.207.621	(315.238)
Entre 181 y 210 días	20.220	2.122.817	(2.122.817)	2.951	455.473	(455.473)	2.578.290	(2.577.057)
Entre 211 y 250 días	26.757	2.484.340	(2.482.568)	4.367	660.944	(661.019)	3.145.284	(3.143.587)
Más de 250 días	520.801	67.475.595	(67.304.801)	145.124	13.423.280	(13.557.714)	80.898.875	(80.862.515)
Sub total vencidos	1.316.259	180.980.451	(72.956.312)	185.455	18.265.496	(15.988.166)	199.245.947	(88.944.478)
Total	1.853.071	374.777.709	(73.652.922)	404.085	46.137.466	(18.631.561)	420.915.175	(92.284.483)

- (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.

31-12-2017								
Tramos de deudas Segmento Eléctrico	Cientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Cientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada. (1)		134.409.379					134.409.379	0
Por vencer. (2)	603.283	118.900.115	(9.844.167)	270.984	28.231.063		147.131.178	(9.844.167)
Sub total por vencer	603.283	253.309.494	(9.844.167)	270.984	28.231.063	0	281.540.557	(9.844.167)
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	522.174	77.784.063	(458.121)	11.663	955.646		78.739.709	(458.121)
Entre 31 y 60 días	113.660	25.421.091	(206.643)	5.593	525.717		25.946.808	(206.643)
Entre 61 y 90 días	51.224	6.746.550	(90.917)	4.537	364.840		7.111.390	(90.917)
Entre 91 y 120 días	45.303	4.553.200	(75.299)	4.206	421.766		4.974.966	(75.299)
Entre 121 y 150 días	28.585	3.690.656	(82.570)	3.763	352.808		4.043.464	(82.570)
Entre 151 y 180 días	24.576	3.879.064	(76.147)	3.267	336.640		4.215.704	(76.147)
Entre 181 y 210 días	57.239	2.368.698	(2.368.698)	2.923	255.672	(255.672)	2.624.370	(2.624.370)
Entre 211 y 250 días	56.196	2.990.546	(3.011.990)	4.368	323.120	(323.120)	3.313.666	(3.335.110)
Más de 250 días	628.982	64.639.063	(65.476.841)	123.941	18.255.368	(18.255.368)	82.894.431	(83.732.209)
Sub total vencidos	1.527.939	192.072.931	(71.847.226)	164.261	21.791.577	(18.834.160)	213.864.508	(90.681.386)
Total	2.131.222	445.382.425	(81.691.393)	435.245	50.022.640	(18.834.160)	495.405.065	(100.525.553)

31-12-2016								
Tramos de deudas Segmento Eléctrico	Cientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Cientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada. (1)		119.110.650			3.711		119.114.361	
Por vencer. (2)	536.341	72.853.738	(100.808)	217.698	25.224.864		98.078.602	(100.808)
Sub total por vencer	536.341	191.964.388	(100.808)	217.698	25.228.575	0	217.192.963	(100.808)
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	501.146	76.113.029	(345.854)	9.874	686.823	(1.434)	76.799.852	(347.288)
Entre 31 y 60 días	106.149	15.358.326	(219.254)	4.723	489.242	(626)	15.847.568	(219.880)
Entre 61 y 90 días	42.488	5.752.206	(143.433)	3.831	345.078		6.097.284	(143.433)
Entre 91 y 120 días	30.495	5.413.654	(97.122)	3.505	309.367		5.723.021	(97.122)
Entre 121 y 150 días	46.261	3.135.404	(128.676)	3.026	283.182		3.418.586	(128.676)
Entre 151 y 180 días	21.724	2.734.982	(111.464)	2.749	268.865		3.003.847	(111.464)
Entre 181 y 210 días	20.179	2.122.148	(2.120.915)	2.407	252.077	(252.077)	2.374.225	(2.372.992)
Entre 211 y 250 días	26.723	2.483.013	(2.481.316)	3.616	385.026	(385.026)	2.868.039	(2.866.342)
Más de 250 días	519.709	63.378.065	(63.341.705)	101.903	6.374.733	(6.374.733)	69.752.798	(69.716.438)
Sub total vencidos	1.314.874	176.490.827	(68.989.739)	135.634	9.394.393	(7.013.896)	185.885.220	(76.003.635)
Total	1.851.215	368.455.215	(69.090.547)	353.332	34.622.968	(7.013.896)	403.078.183	(76.104.443)

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

31-12-2017								
Tramos de deudas Segmento Servicios	Cientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Cientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada. (1)							0	0
Por vencer. (2)	602	1.506.247	(174.289)	1.471	695.639	(695.639)	2.201.886	(869.928)
Sub total por vencer	602	1.506.247	(174.289)	1.471	695.639	(695.639)	2.201.886	(869.928)
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	38	336.831	(31.814)	154	72.874	(72.874)	409.705	(104.688)
Entre 31 y 60 días	18	71.082	(24.998)	121	57.261	(57.261)	128.343	(82.259)
Entre 61 y 90 días	12	75.307	(22.103)	107	50.630	(50.630)	125.937	(72.733)
Entre 91 y 120 días	4	65.156	(27.477)	133	62.939	(62.939)	128.095	(90.416)
Entre 121 y 150 días	10	65.405	(24.530)	119	56.188	(56.697)	121.593	(81.227)
Entre 151 y 180 días	4	31.006	(23.399)	113	53.597	(54.492)	84.603	(77.891)
Entre 181 y 210 días	15	32.307	(32.307)	113	53.526	(53.526)	85.833	(85.833)
Entre 211 y 250 días	7	53.143	(31.699)	153	72.611	(72.611)	125.754	(104.310)
Más de 250 días	2.243	983.943	(870.020)	3.911	1.854.905	(1.982.629)	2.838.848	(2.852.649)
Sub total vencidos	2.351	1.714.180	(1.088.347)	4.924	2.334.531	(2.463.659)	4.048.711	(3.552.006)
Total	2.953	3.220.427	(1.262.636)	6.395	3.030.170	(3.159.298)	6.250.597	(4.421.934)

31-12-2016								
Tramos de deudas Segmento Servicios	Cientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Cientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada. (1)							0	0
Por vencer. (2)	471	1.832.870	(595.802)	932	2.643.395	(2.643.395)	4.476.265	(3.239.197)
Sub total por vencer	471	1.832.870	(595.802)	932	2.643.395	(2.643.395)	4.476.265	(3.239.197)
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	27	171.967		1.104	276.919	(259.251)	448.886	(259.251)
Entre 31 y 60 días	19	15.900	(692)	807	217.589	(205.723)	233.489	(206.415)
Entre 61 y 90 días	17	182.923	(126)	836	192.392	(190.584)	375.315	(190.710)
Entre 91 y 120 días	34	12.572	(229)	1.161	239.165	(239.165)	251.737	(239.394)
Entre 121 y 150 días	49	6.628	(401)	497	213.511	(213.511)	220.139	(213.912)
Entre 151 y 180 días	72	108	(108)	900	203.666	(203.666)	203.774	(203.774)
Entre 181 y 210 días	41	669	(669)	544	203.396	(203.396)	204.065	(204.065)
Entre 211 y 250 días	34	1.327	(1.252)	751	275.918	(275.993)	277.245	(277.245)
Más de 250 días	1.092	4.097.530	(3.963.096)	43.221	7.048.547	(7.182.981)	11.146.077	(11.146.077)
Sub total vencidos	1.385	4.489.624	(3.966.573)	49.821	8.871.103	(8.974.270)	13.360.727	(12.940.843)
Total	1.856	6.322.494	(4.562.375)	50.753	11.514.498	(11.617.665)	17.836.992	(16.180.040)

8.4.- Cartera protestada y en cobranza judicial.

La cartera protestada y en cobranza judicial al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es la siguiente, las cuales forman parte de la cartera morosa:

31-12-2017				
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.	24.344	4.610.456	5.213	33.520.066
Total	24.344	4.610.456	5.213	33.520.066
31-12-2016				
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.	20.080	310.103	2.427	8.519.804
Total	20.080	310.103	2.427	8.519.804

8.5.- Provisión y castigos.

El detalle de la provisión y castigo de la cartera no repactada y repactada al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es el siguiente:

Provisión y castigos	01-01-2017	01-01-2016
	31-12-2017	31-12-2016
	M\$	M\$
Provisión cartera no repactada	26.636.072	16.479.271
Provisión cartera repactada	6.450.773	(1.337.527)
Total	33.086.845	15.141.744

8.6.- Número y monto de operaciones.

El número y monto de operaciones al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es el siguiente por venta de energía y servicios:

Segmentos de ventas	Operaciones	01-01-2017 31-12-2017
	N°	M\$
Ventas de energía eléctrica	37.636.873	1.674.497.911
Ventas de servicios	64.809	95.380.003
Total	37.701.682	1.769.877.914

Segmentos de ventas	Operaciones	01-01-2016 31-12-2016
	N°	M\$
Ventas de energía eléctrica	37.321.113	1.620.306.546
Ventas de servicios	103.559	118.217.082
Total	37.424.672	1.738.523.628

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. Para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016 no existen garantías otorgadas o recibidas en dichas operaciones.

9.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.

9.1.1.- Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es la siguiente:

R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes	
							31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
0-E	Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	Argentina	Dividendos	Más de 90 días y hasta 1 año	Negocios Conjuntos	AR \$	519.297			
0-E	Norelec S.A.	Argentina	Dividendos	Hasta 180 días	Negocios Conjuntos	AR \$		2.290.275		
0-E	Gas Natural SDG S.A.	España	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz	CL \$	3.951			
59.220.550-5	Gas Natural Fenosa Internacional S.A., Agencia en Chile	Chile	Recuperación de Gastos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	42.504			
59.220.550-5	Gas Natural Fenosa Internacional S.A., Agencia en Chile	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL\$	799			
76.171.653-0	GN Holding Argentina S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Cargos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$		2.287		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	1.593	7.413		
76.454.943-3	Parque Eólico Vientos del Pacífico Spa	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	24.538			
76.524.282-7	Global Power Generation Chile Spa.	Chile	Recuperación de Gastos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	44.016	62.540		
76.524.282-7	Global Power Generation Chile Spa.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL\$	2.412			
76.580.784-0	Sociedad Inversiones Atlántico S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Cargos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	83.425	22.114		
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Cargos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	3.002.891	218.711		
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	8.158			
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Peaje por líneas de Subtransmisión	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	751			
96.955.090-3	Inmobiliaria Parque Nuevo S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Asociada	CL\$	1.424			
TOTALES							3.735.759	2.603.340	0	0

9.1.2.- Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es la siguiente:

R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes	
							31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
0-E	Norelec S.A.	Argentina	Préstamos	Hasta 90 días	Negocios conjuntos	Ar \$	9.337	9.337		
0-E	Gas Natural SDG S.A.	España	Reembolso de gastos	Hasta 90 días	Matriz	CL \$	1.438.447	739.269		
59.220.550-5	Gas Natural Fenosa Internacional S.A. Agencia en Chile	Chile	Dividendos	Hasta 90 días	Matriz Comùn	CL \$	36.696.186	28.513.684	45.217.350	
76.171.653-0	GN Holding Argentina S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil	Hasta 90 días	Matriz Comùn	CL \$	740.686			
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Abonos)	Hasta 90 días	Matriz Comùn	CL \$	569.573	1.659.242		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz Comùn	CL \$	36.429			
76.524.282-7	Global Power Generation Chile Spa.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz Comùn	CL \$	18.367			
76.560.818.K	Gas Natural Chile S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Abonos)	Hasta 90 días	Matriz Comùn	CL \$		1.450.593		
76.609.803-7	CGE Gas Natural S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Abonos)	Hasta 90 días	Matriz Comùn	CL \$	8.380.221	59.618.525		
96.955.090-3	Inmobiliaria Parque Nuevo S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 90 días y hasta 1 año	Asociada	CL \$		23.719		
TOTALES							47.889.246	92.014.369	45.217.350	0

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

Se presentan las operaciones y sus efectos en resultados por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016.

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2017 31-12-2017		01-01-2016 31-12-2016	
						Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono
						M\$	M\$	M\$	M\$
0-E	Cllover Financial and Treasury Services Limited	Irlanda	Matriz común	Intereses pagados	US\$			10.809.951	(10.809.951)
0-E	Gas Natural Fenosa Ingeniería Mexico S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías profesionales	CL \$	16.990	(16.990)		
59.220.550-5	Gas Natural Fenosa Internacional S.A. Agencia en Chile	Chile	Matriz común	Intereses Préstamo	CL \$	969.450	(969.450)		
59.220.550-5	Gas Natural Fenosa Internacional S.A. Agencia en Chile	Chile	Matriz común	Servicio de comunicación	CL \$	1.306	1.306		
76.227.236-9	Transporte Energía Móvil Ltda.	Chile	Director común	Servicios recibidos	CL \$			4.120	(4.120)
76.301.099-6	Turismo y Hotel VF Ltda.	Chile	Director común	Servicios recibidos	CL \$			185	(185)
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías profesionales y servicios recibidos	CL \$	3.122.091	(3.122.091)		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$	21.802	21.802		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Intereses pagados	CL \$	29.872	(29.872)		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de propiedades	CL \$	349.491	349.491		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de gastos comunes	CL \$	66.658	(66.658)		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Servicios informáticos	CL \$	89.518	89.518		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo equipos microinformáticos	CL \$	28.383	28.383		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de impresión	CL \$	2.406	2.406		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de comunicación	CL \$	14.981	14.981		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Venta de materiales y equipos eléctricos	CL \$	191	191		
76.524.282-7	Global Power Generation Chile Spa.	Chile	Matriz común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$	20.153	20.153		
76.524.282-7	Global Power Generation Chile Spa.	Chile	Matriz común	Servicios de impresión	CL \$	220	220		
76.524.282-7	Global Power Generation Chile Spa.	Chile	Matriz común	Servicio de comunicación	CL \$	1.550	1.550		
76.609.803-7	CGE Gas Natural	Chile	Matriz Común	Intereses pagados	CL \$	728.621	(728.621)	34.601	(34.601)
76.609.803-7	CGE Gas Natural	Chile	Matriz Común	Intereses cobrados	CL \$	104.134	104.134		
76.609.803-7	CGE Gas Natural	Chile	Matriz Común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$	64.790	64.790		
76.171.653-0	GN Holding Argentina S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses cobrados	CL \$	48	48	40	40
76.171.653-0	GN Holding Argentina S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses pagados	CL \$	19.570	(19.570)		
76.202.178-1	Ibereolica Cabo Leones II S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$	5.326	5.326		
76.270.843-4	Inca de Varas I S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$	5.326	5.326		

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2017 31-12-2017		01-01-2016 31-12-2016	
						Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono
						M\$	M\$	M\$	M\$
76.282.112-5	Inca de Varas II S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$	5.326	5.326		
76.454.943-3	Parque Eólico Vientos del Pacífico Spa	Chile	Matriz Común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$	26.788	26.788		
76.580.784-0	Sociedad de Inversiones Atlántico S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses cobrados	CL \$	3.357	3.357	342	342
76.560.818-K	Gas Natural Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses pagados	CL \$	12.644	(12.644)	132.056	(132.056)
77.058.290-3	Energía del Sur S.A.	Chile	Director común	Compra de combustible	CL \$			172	(172)
81.533.000-5	DaniLo Jordan S.A.	Chile	Director común	Servicios recibidos	CL \$	4.500	(4.500)	4.243	(4.243)
81.533.000-5	DaniLo Jordan S.A.	Chile	Director común	Compra de activos	CL \$			16.528	
96.722.460-K	Metrogas S.A.	Chile	Matriz común	Servicios informáticos	CL \$	4.375.670	4.375.670		
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses cobrados	CL \$	31.058	31.058	6.781	6.781
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de energía y potencia	CL \$	3.531.361	(3.531.361)	4.224.226	(4.224.226)
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios sistema transmisión	CL \$	376.551	(376.551)	391.554	(391.554)
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios sistema transmisión	CL \$	303.008	303.008	235.853	235.853
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de energía	CL \$	546.597	546.597	8.248	8.248
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$	42.751	42.751		
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por construcción de redes eléctricas	CL \$	6.123	6.123		
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por operación y mantenimiento de líneas y redes	CL \$	166	166		
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por arriendo de equipos	CL \$	195	195		
96.923.660-5	Jordan S.A.	Chile	Director común	Compra de materiales	CL \$	9.558	(9.558)	599	(599)

9.2.- Directorio y gerencia de la sociedad.

Con fecha de 9 de agosto de 2016 la Junta Extraordinaria de Accionistas acordó disminuir el número de Directores de siete a cinco miembros, modificar el quórum para sesionar a tres asistentes y designó como Directores a:

Carlos J. Álvarez Fernández	Presidente
Manuel García Cobaleda	Vicepresidente
José Auffray García	Director
Eduardo Morandé Montt	Director
Iñigo Sota Yusta	Director

Con fecha 2 de Diciembre de 2016 don Iñigo Sota Yusta presentó su renuncia al cargo de director de la Sociedad, la cual fue aceptada por el Directorio, designando como Director en su reemplazo a don Antonio Gallart Gabás.

En dicha sesión los Directores don Carlos J. Álvarez Fernández y don Manuel García Cobaleda, presentaron su renuncia al cargo de Presidente y Vice presidente de la Sociedad, respectivamente, las cuales fueron aceptadas por el Directorio. Se designó en la ocasión como Presidente del Directorio y de la Sociedad a don Antonio Gallart Gabás y como Vicepresidente a don Carlos J. Álvarez Fernández.

Debido a lo anterior el Directorio quedó compuesto por las siguientes personas:

Antonio Gallart Gabás	Presidente
Carlos J. Álvarez Fernández	Vicepresidente
Manuel García Cobaleda	Director
José Auffray García	Director
Eduardo Morandé Montt	Director

9.2.1.- Remuneración del Directorio.

Nombre	Cargo	01-01-2017 31-12-2017			01-01-2016 31-12-2016		
		Dieta directorío M\$	Comité directores M\$	Participación utilidades M\$	Dieta directorío M\$	Comité directores M\$	Participación utilidades M\$
Antonio Gallart Gabas	Presidente						
Carlos J. Alvarez Fernández	Vicepresidente	24.391			20.587		
Eduardo Rafael Morande Montt	Director	24.391			42.583		
Manuel García Cobaleda	Director	24.391			13.728		
Jose Enrique Auffray Garcia	Director	24.391			13.406		
Rafael Villaseca Marco	Ex - Director				43.281		
Antonio Basolas Tena	Ex - Director				28.853		
Enrique Berenguer Marsal	Ex - Director				14.744		
Jon Ganuza Fernández de Arroyabe	Ex - Director				19.717		
Juan Felip Font	Ex - Director				28.853		
Jordi Garcia Taberneró	Ex - Director				28.853		
Iñigo Sota Yusta	Ex - Director				11.715		
Totales		97.564	0	0	266.320	0	0

Las remuneraciones correspondientes a Directores de subsidiarias ascendieron a M\$ 33.258 al 31 de diciembre de 2017 y M\$ 72.869 al 31 de diciembre de 2016.

9.2.2.- Remuneración del equipo gerencial.

Las remuneraciones con cargo a resultados del equipo gerencial de la sociedad asciende a M\$ 9.883.068 al 31 de diciembre de 2017 (M\$ 5.498.374 al 31 de diciembre de 2016).

Las remuneraciones con cargo a resultados del equipo gerencial de subsidiarias asciende a M\$ 2.535.939 al 31 de diciembre de 2017 (M\$ 3.984.611 al 31 de diciembre de 2016).

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

10.- INVENTARIOS.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es la siguiente:

Clases de inventarios	Corriente		No corriente	
	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Materias primas.	23.089.173	12.300.430		
Productos en proceso.	274.234	404.575		
Mercaderías para la venta.	3.419.571	3.734.995		
Suministros para la producción.	3.071.513	3.255.169		
Suministros para mantención.	201.225	70.615		
Mercaderías en tránsito.	409.891	224.553		
Terrenos Parque Coronel programadas para ser enajenadas.	364.834	405.064	1.146.081	1.489.701
Provisión de deterioro.	(741.942)	(928.030)		
Total	30.088.499	19.467.371	1.146.081	1.489.701

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016 no hay inventarios pignorados en garantía del cumplimiento de deudas contraídas.

10.1.- Información adicional de inventarios.

Otra información de inventarios	Corrientes	
	01-01-2017 31-12-2017 M\$	01-01-2016 31-12-2016 M\$
Importe de reversiones de rebajas de importes de inventarios.	186.088	714.770
Costos de inventarios reconocidos como gastos durante el periodo o ejercicio.	44.672.590	48.073.257

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 para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016.

Activos, pasivos por impuestos	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Activos por impuestos				
Pagos provisionales mensuales.	50.563.250	45.757.518		
Rebajas al impuesto.	47.949	135.094		
Créditos al impuesto.	283.993	1.132.351		
Incentivo al desarrollo regiones extremas.		45.571		
Subtotal activos por impuestos	50.895.192	47.070.534	0	0
Pasivos por impuestos				
Impuesto a la renta de primera categoría.	(12.090.482)	(24.714.376)		
Subtotal pasivos por impuestos	(12.090.482)	(24.714.376)	0	0
Total activos (pasivos) por impuestos	38.804.710	22.356.158	0	0

12.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro es el siguiente al 31 de diciembre de 2017 y 2016.

Otros activos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Gastos pagados por anticipado.	1.841.920	1.052.996		
Garantías de arriendo.	40.382	22.496		
Boletas en garantía.	12.313	271.649		
Otros activos	227.951	148.984	40.090	85.090
Total	2.122.566	1.496.125	40.090	85.090

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

13.- INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACION.

13.1.- Composición del rubro.

Al 31 de diciembre de 2017

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	Saldo al 01-01-2017 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Diferencia de conversión M\$	Transferido a disponible para la venta M\$	Transferencia División social M\$	Otros Incrementos (decrementos) M\$	Saldo al 31-12-2017 M\$
Inversiones en asociadas.	46.099			(4.956)				(41.143)	0
Inversiones en sociedades con control conjunto.	15.284.619		12.231.938	(6.879.572)	(4.769.748)				15.867.237
Total	15.330.718	0	12.231.938	(6.884.528)	(4.769.748)	0	0	(41.143)	15.867.237

Al 31 de diciembre de 2016

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	Saldo al 01-01-2016 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Diferencia de conversión M\$	Transferido a disponible para la venta M\$	Transferencia División social M\$	Otros Incrementos (decrementos) M\$	Saldo al 31-12-2016 M\$
Inversiones en asociadas.	1.268.160		521.561		(558.367)	(123.883)	(1.061.372)		46.099
Inversiones en sociedades con control conjunto.	53.883.665		11.084.999	(7.120.765)	(7.749.317)		(34.813.963)		15.284.619
Total	55.151.825	0	11.606.560	(7.120.765)	(8.307.684)	(123.883)	(35.875.335)	0	15.330.718

13.2.- Inversiones en asociadas.

13.2.1.- Inversiones en asociadas contabilizadas usando el método de la participación y los movimientos en las mismas.

Saldos al 31 de diciembre de 2017.

Movimiento de inversiones en asociadas utilizando el método de la participación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01-01-2017 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Diferencia de conversión M\$	Transferido a disponible para la venta M\$	Transferencia División social M\$	Otros Incrementos (decrementos) M\$	Saldo al 31-12-2017 M\$
Inmobiliaria Parque Nuevo S.A.	Chile	CL \$	50,00000%	50,00000%	46.099			(4.956)				(41.143)	0
Total					46.099	0	0	(4.956)	0	0	0	(41.143)	0

Saldos al 31 de diciembre de 2016 (*)

Movimiento de inversiones en asociadas utilizando el método de la participación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01-01-2016 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Diferencia de conversión M\$	Transferido a disponible para la venta M\$	Transferencia División social M\$	Otros Incrementos (decrementos) M\$	Saldo al 31-12-2016 M\$
Gasmarket S.A.	Argentina	AR \$	50,00000%	50,00000%	1.098.695		521.044		(558.367)		(1.061.372)		0
Gasco GLP S.A.	Chile	CL \$	0,09090%	0,09090%	123.706					(123.706)			0
Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Colombia	COP \$	0,00066%	0,00066%	177					(177)			0
Inmobiliaria Parque Nuevo S.A.	Chile	CL \$	50,00000%	50,00000%	45.582		517						46.099
Total					1.268.160	0	521.561	0	(558.367)	(123.883)	(1.061.372)	0	46.099

(*) Ver nota 3.5.4.1

13.2.2.- Información resumida inversiones en asociadas.

Saldos al 31 de diciembre de 2016.

Inversiones en asociadas	Porcentaje participación	31-12-2016													
		Activos corrientes M\$	Activos no corrientes M\$	Total activos M\$	Pasivos corrientes M\$	Pasivos no corrientes M\$	Total pasivos M\$	Patrimonio M\$	Ingresos ordinarios M\$	Otros M\$	Ganancia (pérdida) de operaciones continuadas M\$	Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas M\$	Ganancia (pérdida) M\$	Otro resultado integral M\$	Resultado integral M\$
Inmobiliaria Parque Nuevo S.A.	50,00000%	93.684		93.684	1.989		1.989	91.695	1.318	(535)	783		783		783

13.3.- Sociedades con control conjunto.

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

Saldos al 31 de diciembre de 2017.

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 01-01-2017 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Diferencia de conversión M\$	Transferido a disponible para la venta M\$	Transferencia División social M\$	Saldo al 31-12-2017 M\$
Norelec S.A.	Argentina	AR \$	50,00000%	50,00000%	11.296.186		7.858.081	(4.851.657)	(3.207.663)			11.094.947
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	Argentina	AR \$	19,50000%	19,50000%	3.406.475		4.090.775	(1.987.928)	(1.396.769)			4.112.553
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	Argentina	AR \$	10,00000%	10,00000%	581.958		283.082	(39.987)	(165.316)			659.737
Total					15.284.619	0	12.231.938	(6.879.572)	(4.769.748)	0	0	15.867.237

Saldos al 31 de diciembre de 2016 (*).

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 01-01-2016 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Diferencia de conversión M\$	Transferido a disponible para la venta M\$	Transferencia División social M\$	Saldo al 31-12-2016 M\$
Norelec S.A.	Argentina	AR \$	50,00000%	50,00000%	11.124.746		4.128.019	(1.394.712)	(2.561.867)			11.296.186
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	Argentina	AR \$	19,50000%	19,50000%	5.711.411		1.837.540	(3.076.234)	(1.066.242)			3.406.475
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	Argentina	AR \$	10,00000%	10,00000%	606.402		139.870	(19.154)	(145.160)			581.958
Gasoductos Gasandes (Argentina) S.A.	Chile	AR \$	47,00000%	47,00000%	6.862.084		1.279.172		(1.700.956)		(6.440.300)	0
Gasoductos Gasandes S.A.	Chile	US\$	47,00000%	47,00000%	4.816.042		477.499		(2.339)		(5.291.202)	0
Andes Operaciones y Servicio S.A.	Chile	US\$	50,00000%	50,00000%	399.216		57.559		(17.795)		(438.980)	0
Gascart S.A.	Argentina	AR \$	50,00000%	50,00000%	3.947.128		(83.021)		(932.989)		(2.931.118)	0
Gasnor S.A.	Argentina	AR \$	2,60000%	2,60000%	219.136		(4.331)		(47.035)		(167.770)	0
Hualpén Gas S.A.	Chile	CL \$	50,00000%	50,00000%								0
GNL Quintero S.A.	Chile	US\$	20,00000%	20,00000%	17.192.679		2.734.074	(2.630.665)	(1.031.317)		(16.264.771)	0
GNL Chile S.A.	Chile	US\$	33,33300%	33,33300%	3.004.821		518.618		(243.617)		(3.279.822)	0
Total					53.883.665	0	11.084.999	(7.120.765)	(7.749.317)	0	(34.813.963)	15.284.619

(*) Ver nota 3.5.4.2

13.3.2.- Información resumida en sociedades con control conjunto.

Saldos al 31 de diciembre de 2017.

Inversiones en sociedades con control conjunto	Porcentaje participación	31-12-2017													
		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.	50,00000%	5.933.372	16.271.088	22.204.460	14.567		14.567	22.189.893	11.589	15.704.573	15.716.162		15.716.162		15.716.162
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	19,50000%	45.812.681	53.940.177	99.752.858	60.120.519	18.542.319	78.662.838	21.090.020	168.896.017	(147.917.683)	20.978.334		20.978.334		20.978.334
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	10,00000%	711.729	5.959.965	6.671.694	74.331		74.331	6.597.363		2.830.817	2.830.817		2.830.817		2.830.817

Saldos al 31 de diciembre de 2016.

Inversiones en sociedades con control conjunto	Porcentaje participación	31-12-2016													
		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.	50,00000%	9.143.064	13.482.456	22.625.520	33.149		33.149	22.592.371		8.256.039	8.256.039		8.256.039		8.256.039
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	19,50000%	32.482.859	51.449.892	83.932.751	58.999.882	7.463.765	66.463.647	17.469.104	38.678.477	(29.255.194)	9.423.283		9.423.283		9.423.283
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	10,00000%	684.782	5.223.099	5.907.881	88.275		88.275	5.819.606		1.398.699	1.398.699		1.398.699		1.398.699

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

Saldos al 31 de diciembre de 2017.

Otra información de inversiones en sociedades con control conjunto	31-12-2017						
	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.	5.242.453				530.802		(86.715)
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	220.235	6.151.234	14.002.432	(456.951)	(2.557.917)	(8.505.871)	(9.159.700)
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	643.396				44.783		

Saldos al 31 de diciembre de 2016.

Otra información de inversiones en sociedades con control conjunto	31-12-2016						
	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.	8.451.602				177.222		(24.603)
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	579.039	20.453.051	1.360.402	(308.725)	2.824.019	(3.796.898)	(3.842.668)
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	259.292				15.356		(1.082)

13.4.- Inversiones en subsidiarias.

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

Saldos al 31 de diciembre de 2017 (*).

Movimiento de inversiones en sociedades subsidiarias	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01-01-2017 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Resultado responsabilidad sobre pasivos netos asociadas M\$	Dividendos recibidos M\$	Diferencia de conversión M\$	Transferencia por división o fusión social M\$	Venta Inversión M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2017 M\$	Dividendos pagados a participaciones no controladoras M\$
CGE Distribución S.A.	Chile	CL\$	99,34365%	99,34365%	592.389.708		20.659.851		(17.678.408)		(594.985.892)		(3.85.259)	0	(116.799)
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	CL\$	99,42645%	99,42645%	275.907.917		(6.020.898)		(6.098.992)				79.402	0	(35.183)
CGE Magallanes S.A.	Chile	CL\$	99,89482%	99,89482%	56.807.463		2.909.838		(2.844.936)	(37)			934.143	57.806.471	(2.995)
Emel Norte S.A.	Chile	CL\$	98,21715%	98,21715%	225.836.804		3.981.043		(1.629.763)		(228.188.084)			0	(29.584)
CGE Argentina S.A.	Chile	CL\$	99,99164%	99,99164%	(14.375.428)		13.557.174		(1.125.368)	(8.623.469)			(3.004.167)	(13.571.258)	(94)
Comercial & Logística General S.A.	Chile	CL\$	100,00000%	100,00000%	7.553.506		1.501.427		(1.328.939)				(20.780)	7.705.214	(7)
Transformadores Tusan S.A.	Chile	CL\$	100,00000%	100,00000%	13.601.391		665.938						(920)	14.266.409	
Inversiones y Gestión S.A.	Chile	CL\$	100,00000%	100,00000%	56.094.507		3.320.997		(3.063.001)					56.352.503	(120)
Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	CL\$	100,00000%	100,00000%	958.583		1.522.948							2.481.531	
Novanet S.A.	Chile	CL\$	100,00000%	100,00000%	11.925.221		1.556.820						(11.499.860)	1.982.181	
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	CL\$	92,67917%	92,67917%	0		774.906		(389.530)		95.023.194		(1.278.269)	94.130.301	(30.769)
Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	CL\$	88,58393%	88,58393%	0		2.523.493		(1.458.441)		86.404.469		(2.365.525)	85.103.996	(187.954)
Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	CL\$	94,15909%	94,15909%	0		1.043.338		(516.525)		41.589.474		(2.565.932)	39.052.357	(32.041)
Transemal S.A.	Chile	CL\$	100,00000%	100,00000%	0		848.401		(371.250)		36.984.245		(1.075.362)	36.386.034	
Total					1.226.699.672	0	48.845.276	0	(36.505.151)	(8.623.506)	(827.040.023)	0	(211.800.529)	382.195.739	(435.546)

(*). Ver nota 3.5.2.1

Saldos al 31 de diciembre de 2016 (*).

Movimiento de inversiones en sociedades subsidiarias	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01-01-2016 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Resultado responsabilidad sobre pasivos netos asociadas M\$	Dividendos recibidos M\$	Diferencia de conversión M\$	Transferencia por división o fusión social M\$	Venta Inversión M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2016 M\$	Dividendos pagados a participaciones no controladoras M\$
CGE Distribución S.A.	Chile	CL\$	99,34365%	99,34365%	577.174.652		33.964.752		(18.385.544)				(364.152)	592.389.708	(120.674)
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	CL\$	99,99164%	99,99164%	273.672.986		9.895.651		(7.623.740)				(36.980)	275.907.917	(52.226)
CGE Magallanes S.A.	Chile	CL\$	99,89482%	99,89482%	55.348.510		3.142.686		(790.260)	(12)			(893.461)	56.807.463	(831)
Emel Norte S.A.	Chile	CL\$	98,21715%	98,21715%	221.747.289		5.992.760		(2.115.833)				212.588	225.836.804	(37.722)
CGE Argentina S.A.	Chile	CL\$	99,99164%	99,99164%	(13.876.154)		7.031.906		(2.725.309)	(6.406.042)			1.600.171	(14.375.428)	(228)
Transnet S.A.	Chile	CL\$	99,59179%	99,59179%	372.116.251		25.797.025		(15.432.910)		(382.480.366)			0	(62.999)
Tecnet S.A.	Chile	CL\$	99,77778%	99,77778%	2.081.843		1.075.886		(281.972)			(2.875.757)		0	(627)
Comercial & Logística General S.A.	Chile	CL\$	99,99945%	99,99945%	5.002.776		2.710.232						(159.502)	7.553.506	
Transformadores Tusan S.A.	Chile	CL\$	99,07000%	99,07000%	14.691.558		(255.660)		(810.294)				(24.213)	13.601.391	(7.536)
Inversiones y Gestión S.A.	Chile	CL\$	99,99607%	99,99607%	53.531.569		3.124.488		(561.550)					56.094.507	(22)
Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	CL\$	99,99324%	99,99324%	2.308.808		(1.350.225)							958.583	
Novanet S.A.	Chile	CL\$	99,99101%	99,99101%	11.511.992		413.229							11.925.221	
Gasco S.A.	Chile	CL\$	56,62438%	56,62438%	307.738.743		14.712.421		(6.659.027)	(917.028)	(314.875.109)			0	(2.888.394)
Gas Natural Chile S.A.	Chile	CL\$	94,49915%	94,49915%	0	274.981.960	20.665.302		(3.329.513)	(2.064.547)		(290.253.202)		0	(2.550.487)
Total					1.883.050.823	274.981.960	126.920.453	0	(58.715.952)	(9.387.629)	(697.355.475)	(293.128.959)	334.451	1.226.699.672	(5.721.746)

(*). Ver nota 3.5.2.1

13.4.2.- Información resumida de las subsidiarias.

Saldos al 31 de diciembre de 2017.

Inversiones en sociedades subsidiarias directas	Porcentaje participación	31-12-2017													
		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 Distribución S.A.	99,34365%			0			0	0	906.738.230	(789.911.159)	(96.030.723)	20.796.348	20.804.707	20.408.543	20.416.902
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	99,42645%			0			0	0	236.417.204	(204.599.246)	(37.896.292)	(6.078.334)	(6.056.611)	(6.206.838)	(6.184.561)
CGE Magallanes S.A.	99,89482%	13.322.973	126.776.927	140.099.900	7.060.014	36.595.510	43.655.524	96.444.376	36.270.151	(22.892.072)	(8.020.406)	5.357.673	2.912.916	5.383.679	2.950.724
Emel Norte S.A.	98,21715%			0			0	0	84.338.505	(69.157.406)	(10.674.497)	4.506.602	4.057.457	4.213.239	3.793.873
CGE Argentina S.A.	99,99164%	31.607.426	100.974.971	132.582.397	51.872.332	24.711.180	76.583.512	55.998.885	58.482.430	(50.130.801)	(7.251.125)	1.100.504	1.100.504	1.186.973	1.186.973
Transnet S.A.	99,60057%	10.609.750	40.759.772	51.369.522	15.107.475	5.649.223	20.756.698	30.612.824	18.819.150	(14.932.333)	(2.388.489)	1.498.328	1.498.328	1.545.908	1.545.908
Gasco S.A.	56,62438%	22.064.559	63.096.424	85.160.983	20.242.832	18.244.576	38.487.408	46.673.575	32.580.907	(26.366.149)	(3.385.969)	2.828.789	2.828.789	2.897.214	2.897.214
Gas Natural Chile S.A.	94,49915%	4.664.852	50.415.254	55.080.106	8.539.760	18.436.557	26.976.317	28.103.789	3.912.635	(999.443)	(1.756.734)	1.156.458	1.156.458	1.156.458	1.156.458
Tecnet S.A.	100,00000%	43.476.137	11.039.610	54.515.747	61.485.133	6.352.046	67.837.179	(13.321.432)	90.086.717	(57.125.134)	(19.352.085)	13.609.498	13.558.308	4.924.332	4.934.118
Comercial & Logística General S.A.	100,00000%	24.261.944	827.931	25.089.875	16.819.438	565.179	17.384.617	7.705.258	44.740.929	(39.926.417)	(3.313.077)	1.501.435	1.501.435	1.480.656	1.480.656
Transformadores Tusan S.A.	100,00000%	14.726.805	8.080.802	22.807.607	5.840.106	1.987.901	7.828.007	14.979.600	12.531.434	(9.065.168)	(2.716.209)	750.057	750.057	749.128	671.249
Inversiones y Gestión S.A.	100,00000%	12.341.925	46.778.851	59.120.776	2.077.387	688.639	2.766.026	56.354.750	9.102.424	(4.153.397)	(1.627.899)	3.321.128	3.321.128	3.321.128	3.321.128
Sociedad de Computación Binaria S.A.	100,00000%	1.660.865	35.057.291	36.718.156	14.271.307	19.965.151	34.236.458	2.481.698	27.820.531	(22.518.162)	(3.779.318)	1.523.051	1.523.051	1.523.051	1.523.051
Novanet S.A.	100,00000%	3.544.730	16.738	3.561.468	1.578.792	223	1.579.015	1.982.453	1.184.685	(193.152)	565.427	1.556.960	1.556.960	1.556.960	1.556.960

Saldos al 31 de diciembre de 2016.

Inversiones en sociedades subsidiarias directas	Porcentaje participación	31-12-2016							31-12-2016						
		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 Distribución S.A.	99,34365%	210.372.600	932.396.068	1.142.768.668	175.811.794	370.559.854	546.371.648	596.397.020	988.671.416	(866.383.312)	(88.098.951)	34.189.153	34.198.271	71.971.800	71.980.918
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	99,42645%	75.254.861	375.372.067	450.626.928	42.044.164	130.441.805	172.485.969	278.140.959	256.558.814	(220.483.514)	(26.115.898)	9.959.402	9.951.666	22.342.460	22.334.819
CGE Magallanes S.A.	99,89482%	12.161.770	125.488.758	137.650.528	4.653.106	38.086.612	42.739.718	94.910.810	34.789.718	(22.287.092)	(6.793.427)	5.709.199	3.146.010	11.785.887	6.456.557
Emel Norte S.A.	98,21715%	57.934.419	395.037.293	452.971.712	42.849.464	157.254.502	200.103.966	252.867.746	185.458.054	(150.880.453)	(27.694.455)	6.883.146	6.103.967	15.847.888	14.297.488
CGE Argentina S.A.	99,99164%	41.307.546	11.025.316	52.332.862	59.834.340	6.614.404	66.448.744	(14.115.882)	63.654.462	(34.136.977)	(22.484.556)	7.032.929	7.032.219	556.972	625.642
Transnet S.A.	99,60057%			0			0	0	79.516.688	(30.617.616)	(22.437.888)	26.461.184	26.456.635	77.722.474	77.717.925
Gasco S.A.	56,62438%			0			0	0				0			
Gas Natural Chile S.A.	94,49915%			0			0	0							
Tecnet S.A.	100,00000%			0			0	0	19.735.137	(16.812.854)	(1.842.300)	56.703.081	29.780.273	39.404.059	19.537.375
Comercial & Logística General S.A.	100,00000%	20.018.060	935.066	20.953.126	12.874.291	525.287	13.399.578	7.553.548	47.744.276	(41.721.052)	(3.299.638)	2.723.586	2.723.586	2.564.085	2.564.085
Transformadores Tusan S.A.	100,00000%	14.172.783	8.232.944	22.405.727	1.883.634	6.260.106	8.143.740	14.261.987	15.306.612	(11.114.512)	(4.387.144)	(195.044)	(258.072)	10.101	(102.427)
Inversiones y Gestión S.A.	100,00000%	9.483.826	48.612.334	58.096.160	1.203.749	795.668	1.999.417	56.096.743	7.015.746	(3.671.100)	(220.035)	3.124.611	3.124.611	10.075.986	10.075.986
Sociedad de Computación Binaria S.A.	100,00000%	1.661.317	35.506.696	37.168.013	16.281.188	19.928.178	36.209.366	958.647	25.044.112	(22.792.122)	(3.557.764)	(1.305.774)	(1.305.774)	(1.184.064)	(1.184.064)
Novanet S.A.	100,00000%	12.785.383	33.194	12.818.577	888.318	3.964	892.282	11.926.295	3.371.199	(1.384.956)	(2.184.217)	(197.974)	413.265	(197.974)	413.265

14.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTO DE LA PLUSVALIA.

14.1.- Composición y movimientos de los activos intangibles.

Este rubro está compuesto principalmente por concesiones, servidumbres de paso y software computacionales. Su detalle al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es el siguiente:

Activos Intangibles	31-12-2017		
	Valores brutos	Amortización acumulada	Valores netos
	M\$	M\$	M\$
Costos de desarrollo.	16.474.560		16.474.560
Programas informáticos.	48.737.547	(36.875.385)	11.862.162
Otros activos intangibles identificables.	850.624.870	2.297.513	852.922.383
Total	915.836.977	(34.577.872)	881.259.105

Activos Intangibles	31-12-2016		
	Valores brutos	Amortización acumulada	Valores netos
	M\$	M\$	M\$
Costos de desarrollo.	12.349.109		12.349.109
Programas informáticos.	46.378.661	(30.977.358)	15.401.303
Otros activos intangibles identificables.	849.587.668	2.653.642	852.241.310
Total	908.315.438	(28.323.716)	879.991.722

El detalle de los otros activos intangibles identificables al 31 de diciembre de 2017 y 2016 se encuentra en nota 14.1.1.-

La amortización acumulada al 31 de diciembre de 2017 alcanza a M\$ 34.577.872 y M\$ 28.323.716 al 31 de diciembre de 2016, la que corresponde a los activos intangibles distintos a la plusvalía con vida útil finita.

El detalle de vidas útiles aplicadas en el rubro Intangibles al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es la siguiente:

Vidas útiles estimadas o tasas de amortización utilizadas	Vida / tasa	Mínima	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 31 de diciembre de 2017 y 2016 es el siguiente:

Movimientos en activos intangibles	31-12-2017				
	Costos de desarrollo, neto	Patentes, marcas registradas y otros derechos, neto	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2017	12.349.109	0	15.401.303	852.241.310	879.991.722
Adiciones por desarrollo interno.	6.926.112				6.926.112
Adiciones.			506	7.678.461	7.678.967
Desapropiaciones.			(255.502)		(255.502)
Amortización.			(6.084.806)	(713.292)	(6.798.098)
Incremento (disminución) en el cambio de moneda extranjera.				(6.284.096)	(6.284.096)
Otros incrementos (disminuciones).	(2.800.661)		2.800.661		0
Cambios, total	4.125.451	0	(3.539.141)	681.073	1.267.383
Saldo final al 31 de diciembre de 2017	16.474.560	0	11.862.162	852.922.383	881.259.105

Movimientos en activos intangibles	31-12-2016				
	Costos de desarrollo, neto	Patentes, marcas registradas y otros derechos, neto	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2016	3.716.101	49.140	14.200.406	1.590.941.420	1.608.907.067
Adiciones por desarrollo interno.	8.633.008				8.633.008
Adiciones.			7.225.653	10.508.609	17.734.262
Retiros.			(121)		(121)
Amortización.			(4.722.845)	3.794.325	(928.520)
Incremento (disminución) en el cambio de moneda extranjera.				(6.416.725)	(6.416.725)
Incrementos (disminuciones) por transferencias, activos intangibles distintas de la plusvalía		(49.140)	(1.301.790)	(746.586.319)	(747.937.249)
Cambios, total	8.633.008	(49.140)	1.200.897	(738.700.110)	(728.915.345)
Saldo al 31 de diciembre de 2016	12.349.109	0	15.401.303	852.241.310	879.991.722

14.1.1 El detalle del importe de activos intangibles identificables individuales significativos y su vida útil o período de amortización al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es el siguiente:

Detalle de otros activos identificables al	Importe en libros de activo individual intangible significativo	Explicación del período o ejercicio de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
	M\$	
31-12-2017		
Concesiones.	656.657.037	Indefinida
Concesiones Argentina - (IFRIC 12).	30.285.820	40
Servidumbres.	165.845.925	Indefinida
Servidumbres.	133.601	Definida
Total	852.922.383	

Detalle de otros activos identificables al 31-12-2016	Importe en libros de activo individual intangibles significativo M\$	Explicación del período o ejercicio de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
Concesiones.	656.657.037	Indefinida
Concesiones Argentina - (IFRIC 12).	30.508.727	41
Servidumbres.	164.913.831	Indefinida
Servidumbres.	161.715	Definida
Total	852.241.310	

El cargo a resultados del ejercicio por amortización de intangibles al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es el siguiente:

Línea de partida en el estado de resultados que incluye amortización de activos intangibles identificables	01-01-2017 31-12-2017		01-01-2016 31-12-2016	
	Programas informáticos M\$	Otros activos intangibles identificables M\$	Programas informáticos M\$	Otros activos intangibles identificables M\$
Costo de ventas.	6.036.059	703.519	4.680.525	(3.797.689)
Gastos de administración.	48.747	9.773	42.320	3.364
Total	6.084.806	713.292	4.722.845	(3.794.325)

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.- Derechos de explotación exclusiva de clientes regulados.

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.

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.

14.2.3.- Información sobre las concesiones de servicio.

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 prestables 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.

Dichas concesiones están establecidas en las Provincias de Jujuy, San Juan, Tucumán. El plazo total de dichas concesiones fluctúa en un rango de 35 a 90 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.

15.- PLUSVALIA.

El detalle de la plusvalía comprada al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es el siguiente:

Rut	Sociedad sobre la cual se mantiene la plusvalía	Fecha de generación plusvalía	Sociedad adquirente	Relación con vendedor	Movimientos 2016			Movimientos 2017	
					Saldo al 01-01-2016	Otros incrementos (disminuciones)	Saldo al 31-12-2016	Otros incrementos (disminuciones)	Saldo al 31-12-2017
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
99.548.240-1	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y subsidiaria	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	54.621.000		54.621.000		54.621.000
91.143.000-2	CGE Distribución S.A.	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	90.592.000		90.592.000		90.592.000
0	Edelmag S.A.	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	8.126.000		8.126.000		8.126.000
99.548.260-6	Emel Norte S.A. y subsidiarias	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	16.859.000		16.859.000		16.859.000
89.479.000-8	CGE Argentina S.A. y subsidiarias	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	(8.777.000)		(8.777.000)		(8.777.000)
76.122.825-0	Transnet S.A.	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	61.388.000		61.388.000		61.388.000
	Gas Natural Chile S.A. y subsidiarias (ex Gasco S.A.)	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	53.198.265	(53.198.265)	0		0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	(4.741.767)		(4.741.767)		(4.741.767)
88.221.200-9	Tecnet S.A.	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	(34.000)	34.000	0		0
Totales					271.231.498	(53.164.265)	218.067.233	0	218.067.233

Las plusvalías registradas se originan de la combinación de negocios por la adquisición de las acciones de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias por Gas Natural Fenosa S.A. (hoy Compañía General de Electricidad S.A.) en Noviembre de 2014. Los otros incrementos y disminuciones de 2016 se deben a cambios en perímetro de consolidación de los negocios de gas licuado y gas natural y a la venta de Tecnet S.A.

16.- PROPIEDADES DE INVERSIÓN.

La composición y el movimiento de este rubro al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es el siguiente:

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

Propiedades de inversión, modelo del valor razonable	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Saldo Inicial	9.641.689	8.864.425
Adiciones, propiedades de inversión.	91.652	4.109
Transferencia (desde) activos no corrientes y grupos en desapropiación mantenidos para la venta, propiedades de inversión.		(228.341)
Retiros o desapropiaciones, propiedades de inversión.		(377.734)
Ganancias (pérdidas) por ajustes del valor razonable.		1.379.230
Otro Incremento (decremento), propiedades de inversión.	(4.146)	
Total de cambios en propiedades de inversión, modelo del valor razonable	87.506	777.264
Total	9.729.195	9.641.689

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

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

Valorización ajustada incluida en los estados financieros, modelo del valor razonable	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Valorización obtenida para las propiedades de inversión.	9.729.195	9.641.689
Total	9.729.195	9.641.689

16.3.- Ingresos de propiedades de inversión.

Ingresos y gastos de propiedades de inversión	01-01-2017 31-12-2017 M\$	01-01-2016 31-12-2016 M\$
Importe de ingresos por alquileres de propiedades de inversión.	751.719	580.286

17.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

17.1.- Vidas útiles.

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

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

17.2.- Detalle de los rubros.

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es la siguiente:

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

Clases de propiedades, plantas y equipos, neto	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Construcciones en curso.	327.661.867	260.636.514
Terrenos.	64.011.670	65.108.423
Edificios.	39.891.241	42.025.379
Planta y equipos.	1.320.081.615	1.300.923.537
Subestaciones de poder.	365.500.365	350.921.865
Líneas de transporte energía.	203.710.166	206.717.145
Subestaciones de distribución.	92.026.207	88.078.729
Líneas y redes de media y baja tensión.	610.311.346	607.780.725
Maquinas y equipos de generación.	26.939.271	27.626.302
Medidores.	21.594.260	19.798.771
Equipamiento de tecnología de la información	801.699	1.320.076
Instalaciones fijas y accesorios	12.105.312	8.817.947
Equipos de comunicaciones.	542.315	714.271
Herramientas.	8.690.201	4.788.623
Muebles y útiles.	2.159.378	2.646.678
Instalaciones y accesorios diversos.	713.418	668.375
Vehículos de motor.	6.032.067	2.660.740
Mejoras de bienes arrendados.	3.556.411	3.662.777
Otras propiedades, plantas y equipos.	1.542.020	1.530.052
Repuestos	8.760.802	6.463.977
Total	1.784.444.704	1.693.149.422

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

Clases de propiedades, plantas y equipos, bruto	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Construcciones en curso.	327.661.867	260.636.514
Terrenos.	64.011.670	65.108.423
Edificios.	64.527.615	65.595.153
Planta y equipos.	1.890.059.096	1.822.085.110
Subestaciones de poder.	489.568.131	461.891.252
Lineas de transporte energía.	275.591.232	271.441.668
Subestaciones de distribución.	136.352.443	128.818.964
Líneas y redes de media y baja tensión.	881.307.850	857.843.679
Maquinas y equipos de generación.	60.653.788	60.246.626
Medidores.	46.585.652	41.842.921
Equipamiento de tecnología de la información	19.244.412	19.207.731
Instalaciones fijas y accesorios	43.473.987	38.049.144
Equipos de comunicaciones.	4.393.723	4.397.814
Herramientas.	21.003.699	15.972.719
Muebles y útiles.	10.735.904	10.529.459
Instalaciones y accesorios diversos.	7.340.661	7.149.152
Vehículos de motor.	13.732.434	11.147.610
Mejoras de bienes arrendados.	6.265.058	5.773.529
Otras propiedades, plantas y equipos.	1.569.398	1.567.194
Repuestos	9.682.724	7.243.632
Total	2.440.228.261	2.296.414.040

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

Depreciación acumulada y deterioro, propiedades, planta y equipos	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Edificios.	24.636.374	23.569.774
Planta y equipos.	569.977.481	521.161.573
Subestaciones de poder.	124.067.766	110.969.387
Lineas de transporte energía.	71.881.066	64.724.523
Subestaciones de distribución.	44.326.236	40.740.235
Líneas y redes de media y baja tensión.	270.996.504	250.062.954
Maquinas y equipos de generación.	33.714.517	32.620.324
Medidores.	24.991.392	22.044.150
Equipamiento de tecnología de la información	18.442.713	17.887.655
Instalaciones fijas y accesorios	31.368.675	29.231.197
Equipos de comunicaciones.	3.851.408	3.683.543
Herramientas.	12.313.498	11.184.096
Muebles y útiles.	8.576.526	7.882.781
Instalaciones y accesorios diversos.	6.627.243	6.480.777
Vehículos de motor.	7.700.367	8.486.870
Mejoras de bienes arrendados.	2.708.647	2.110.752
Otras propiedades, plantas y equipos.	27.378	37.142
Repuestos	921.922	779.655
Total	655.783.557	603.264.618

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

Movimiento al 31 de diciembre de 2017.

Movimiento año 2017		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 2017		260.636.514	65.108.423	42.025.379	1.300.923.537	1.320.076	8.817.947	2.660.740	3.662.777	1.530.052	6.463.977	1.693.149.422
Cambios	Adiciones.	152.410.917	205.833	292.651	9.353.015	235.213	3.115.869	127.913	396.315	11.968	2.439.093	168.588.787
	Desapropiaciones	(15.261)	(1.452.586)	(633.487)	(6.517.732)	(1.607)	(617)	(123.240)				(8.744.530)
	Gasto por depreciación y retiros.			(1.497.490)	(63.047.987)	(769.814)	(1.916.394)	(672.341)	(502.681)		(142.268)	(68.548.975)
	Otros incrementos (decrementos).	(85.370.303)	150.000	(295.812)	79.370.782	17.831	2.088.507	4.038.995				0
	Total cambios	67.025.353	(1.096.753)	(2.134.138)	19.158.078	(518.377)	3.287.365	3.371.327	(106.366)	11.968	2.296.825	91.295.282
Saldo final al 31 de diciembre de 2017		327.661.867	64.011.670	39.891.241	1.320.081.615	801.699	12.105.312	6.032.067	3.556.411	1.542.020	8.760.802	1.784.444.704

Movimiento al 31 de diciembre de 2016.

Movimiento año 2016		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 2016		227.952.272	75.478.248	53.564.546	1.979.199.043	2.764.038	102.660.420	4.600.072	3.892.516	999.040	21.745.809	2.472.856.004	
Cambios	Adiciones.	138.343.302	175.071	15.478	1.770.888	1.063.228	766.968	842.085	233.416	586.143	3.500.179	147.296.758	
	Desapropiaciones		(2.169.723)	(2.535.222)	(459.425)	(19.426)	(90.387)	(119.180)				(5.393.363)	
	Transferencia por división social	(57.065.558)	(8.386.866)	(7.169.794)	(669.741.119)	(1.455.837)	(90.474.137)	(227.524)			(15.826.829)	(850.347.664)	
	Desapropiaciones mediante enajenación de negocios					(48.621)	(1.778.894)	(1.633.325)				(3.460.840)	
	Gasto por depreciación y retiros.			(1.567.499)	(58.159.193)	(987.883)	(2.898.308)	(714.577)	(463.155)	(15.373)	(156.926)	(64.962.914)	
	Utilización repuestos				(1.652)						(23.282)		(24.934)
	Otros incrementos (decrementos).	(48.593.502)	11.693	(282.130)	48.314.995	4.577	632.285	(86.811)		(16.476)	(2.798.256)	(2.813.625)	
Total cambios	32.684.242	(10.369.825)	(11.539.167)	(678.275.506)	(1.443.962)	(93.842.473)	(1.939.332)	(229.739)	531.012	(15.281.832)	(779.706.582)		
Saldo final al 31 de diciembre de 2016		260.636.514	65.108.423	42.025.379	1.300.923.537	1.320.076	8.817.947	2.660.740	3.662.777	1.530.052	6.463.977	1.693.149.422	

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

Compañía General de Electricidad S.A., ha mantenido tradicionalmente una política de llevar a cabo todas las obras necesarias para satisfacer los incrementos de la demanda, conservar en buen estado las instalaciones y adaptar el sistema a los avances tecnológicos, con el objeto de cumplir cabalmente con las normas de calidad y continuidad de suministro establecidos por la regulación vigente tanto en el sector electricidad, como asimismo con los contratos comerciales suscritos con sus clientes.

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

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

Informaciones adicionales a revelar sobre propiedades, planta y equipos	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Importe en libros de Propiedad, planta y equipo completamente depreciados todavía en uso.	3.024.697	2.174.724
Importe en libros de Propiedades, planta y equipo retiradas no mantenidas para la venta.	3.415.637	4.582.584
Importe de desembolsos sobre cuentas de propiedades, planta y equipos en proceso de construcción.	53.795.754	103.963.386

17.5.- Costo por intereses.

Durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016, no se han capitalizado intereses, por no existir propiedades, planta y equipo que califiquen para dicha activación.

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 nominales antes de impuestos aplicadas al cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2017 fue de un 9,90%.

Como resultado de estas pruebas Compañía General de Electricidad S.A. determinó que no existen deterioros en la plusvalía comprada y demás activos intangibles de vida útil indefinida.

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

Los montos reconocidos en resultados por pérdidas por deterioro al 31 de diciembre de 2017 y 2016 se detallan a continuación:

Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor	01-01-2017 31-12-2017				
	Propiedades, planta y equipo	Activos intangibles distintos de la plusvalía	Activos financieros	Plusvalía	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo			(34.100.207)		(34.100.207)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo			1.013.362		1.013.362

Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor	01-01-2016 31-12-2016				
	Propiedades, planta y equipo	Activos intangibles distintos de la plusvalía	Activos financieros	Plusvalía	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo			(17.277.651)		(17.277.651)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo			2.135.907		2.135.907

Las pérdidas y reversión de pérdidas por deterioro de activos financieros al 31 de diciembre de 2017 y 2016, 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	01-01-2017 31-12-2017				
	Eléctrico M\$	Gas M\$	Servicios M\$	Inversiones M\$	Total M\$
Pérdidas por deterioro de valor	(34.083.352)		(16.855)		(34.100.207)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas	335.231		678.131		1.013.362

Pérdidas por deterioro de valor reconocidas o revertidas por segmento	01-01-2016 31-12-2016				
	Eléctrico	Gas	Servicios	Inversiones	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor	(17.236.740)		(40.911)		(17.277.651)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas	125.835		2.010.072		2.135.907

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

Información a revelar sobre las unidades generadoras de efectivo	31-12-2017			31-12-2016		
	Unidades generadoras de efectivo acumuladas para las que el importe de la plusvalía o activos intangibles con vidas útiles indefinidas no es significativo	Unidades generadoras de efectivo	Total	Unidades generadoras de efectivo acumuladas para las que el importe de la plusvalía o activos intangibles con vidas útiles indefinidas no es significativo	Unidades generadoras de efectivo	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Plusvalía	218.067.233		218.067.233		218.067.233	218.067.233
Activos intangibles con vidas útiles indefinidas	822.502.962		822.502.962		821.570.868	821.570.868

19.- IMPUESTOS DIFERIDOS.

19.1.- Activos por impuestos diferidos.

Activos por impuestos diferidos	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Relativos a intangibles.	188.284	1.487.618
Relativos a ingresos anticipados	7.325.224	5.937.919
Relativos a provisiones.	1.574.574	628.134
Relativos a obligaciones por beneficios a los empleados.	9.994.113	10.042.404
Relativos a pérdidas fiscales.	7.946.111	16.967.411
Relativos a cuentas por cobrar.	31.405.120	24.101.079
Relativos a los inventarios.	2.830.736	2.373.420
Concesiones IFRIC 12	1.218.450	1.557.630
Relativos a otros.	437.946	150.443
Total	62.920.558	63.246.058

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	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Relativos a propiedades, planta y equipos.	39.352.589	69.697.208
Relativos a intangibles.	154.599.718	228.454.270
Relativos a acumulaciones (o devengos).	1.498.754	602.556
Relativos a obligaciones por beneficios a los empleados.	346.748	370.160
Relativos a cuentas por cobrar.	1.171.793	371.166
Relativos a contratos de leasing.	286.876	336.773
Relativos a otros.	1.546.521	597.798
Relativos a propiedades de inversión.	11.910	11.910
Total	198.814.909	300.441.841

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

El siguiente es el movimiento de los activos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

Movimientos en activos por impuestos diferidos	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Saldo inicial	63.246.058	72.984.042
Incremento (decremento) en activos impuestos diferidos.	346.542	12.273.395
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera, activos por impuesto diferido.	(672.042)	(747.799)
Transferencia por División Social		(21.263.580)
Cambios en activos por impuestos diferidos, total	(325.500)	(9.737.984)
Total	62.920.558	63.246.058

El siguiente es el movimiento de los pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

Movimientos en pasivos por impuestos diferidos	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Saldo inicial	300.441.841	758.659.391
Incremento (decremento) en pasivos impuestos diferidos.	(101.596.380)	(87.384.643)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera, pasivos por impuesto diferido.	(30.552)	(30.739)
Transferencia por División Social		(370.802.168)
Cambios en pasivos por impuestos diferidos, total	(101.626.932)	(458.217.550)
Total	198.814.909	300.441.841

Con fecha 14 de diciembre de 2016, se acuerda la fusión por incorporación de acuerdo a lo descrito en Nota 1 de Transnet S.A. en Compañía General de Electricidad S.A. Teniendo en cuenta que la inversión a valor tributario fue superior al monto del capital propio tributario de Transnet S.A., a la fecha de fusión, dicha diferencia fue incorporada en los activos no monetarios recibidos de la sociedad absorbida. Lo anterior generó un abono a resultados en el ejercicio 2016 por un monto de M\$ 93.413.541 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.

De acuerdo a lo descrito en la Nota 1, con fecha 27 de junio de 2017 fueron fusionadas Emel Norte S.A. y Emelat Inversiones S.A., de igual forma al 30 de noviembre de 2017 fueron fusionadas CGE Distribución S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y Empresa Eléctrica Atacama S.A.,

ambos procesos 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 cada compañía fusionada con la inversión que mantenía Compañía General de Electricidad S.A. a la fecha de cada fusión por un monto de M\$ 109.896.276, 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	31-12-2017			31-12-2016		
	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.	62.920.558	(54.300.611)	8.619.947	63.246.058	(53.383.687)	9.862.371
Pasivos por impuestos diferidos.	(198.814.909)	54.300.611	(144.514.298)	(300.441.841)	53.383.687	(247.058.154)
Total	(135.894.351)	0	(135.894.351)	(237.195.783)	0	(237.195.783)

20.- PASIVOS FINANCIEROS.

El detalle de este rubro para los cierres al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

20.1.- Clases de otros pasivos financieros.

Pasivos financieros	Ref. nota	Moneda	31-12-2017		31-12-2016	
			Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Préstamos bancarios.		CL \$	250.881.380	400.686.774	61.861.850	521.574.802
Préstamos bancarios.		AR \$	11.835.620	11.848.327	9.813.637	12.288.698
Préstamos bancarios.		UF	42.589.237		224.709	41.598.580
Total préstamos bancarios			305.306.237	412.535.101	71.900.196	575.462.080
Obligaciones con el público (bonos)		UF	5.397.894	413.085.556	5.308.900	405.912.934
Total			310.704.131	825.620.657	77.209.096	981.375.014

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

Saldos al 31 de diciembre de 2016.

País	Sociedad deudora	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes					No Corrientes						
								Vencimientos				Total corrientes	Vencimientos						Total no corrientes
								Indeterminado	hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses		1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 4 años	más de 4 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años	10 o más años	
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco BBVA	CL\$	Mensual	4,08%	4,08%	Sin Garantía	8				8							0
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL\$	Mensual	3,96%	3,96%	Sin Garantía	9				9							0
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Chile	CL\$	Mensual	4,08%	4,08%	Sin Garantía	48				48							0
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Santander	CL\$	Mensual	3,91%	3,91%	Sin Garantía	57				57							0
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL\$	Mensual	3,97%	3,97%	Sin Garantía	12				12							0
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Santander	UF	Al vencimiento	2,12%	2,00%	Sin Garantía			224.709		224.709	41.598.580						41.598.580
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al vencimiento	4,57%	4,42%	Sin Garantía		957.667					49.857.494					49.857.494
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco BBVA	CL\$	Al Vencimiento	4,66%	4,51%	Sin Garantía		488.583					24.928.761					24.928.761
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL\$	Al Vencimiento	5,51%	5,30%	Sin Garantía			282.667			14.970.918						14.970.918
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL\$	Al Vencimiento	4,68%	4,44%	Sin Garantía				20.007.250		20.007.250						0
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL\$	Al Vencimiento	5,83%	5,66%	Sin Garantía				180.805			24.924.041					24.924.041
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL\$	Al Vencimiento	6,02%	5,85%	Sin Garantía				112.125			14.954.453					14.954.453
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al Vencimiento	4,55%	4,55%	Sin Garantía				724.916				22.234.914				22.234.914
Chile	CGE Distribución S.A.	Banco Bice	CL\$	Anual	4,71%	4,60%	Sin Garantía				56.430				10.761.312				10.761.312
Chile	CGE Distribución S.A.	Banco de Chile	CL\$	Semestral	4,35%	4,35%	Sin Garantía		444.391				444.391	22.425.095					22.425.095
Chile	CGE Distribución S.A.	Banco Santander	CL\$	Al vencimiento	4,40%	4,40%	Sin Garantía				16.630.254		16.630.254						0
Chile	CGE Distribución S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	5,68%	5,45%	Sin Garantía			469.305			469.305						24.926.990
Chile	CGE Distribución S.A.	Banco Itaú	CL\$	Al vencimiento	5,19%	4,98%	Sin Garantía		351.366				351.366	19.955.923					19.955.923
Chile	CGE Distribución S.A.	Banco Itaú	CL\$	Al vencimiento	4,73%	4,54%	Sin Garantía				22.700			9.974.064					9.974.064
Chile	CGE Distribución S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	4,51%	4,51%	Sin Garantía				65.771				15.000.000				15.000.000
Chile	CGE Distribución S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	4,28%	4,28%	Sin Garantía			258.572			258.572		19.771.776				19.771.776
Chile	CGE Distribución S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	4,36%	4,36%	Sin Garantía			363.595			363.595		30.950.084				30.950.084
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	4,22%	4,22%	Sin Garantía			235.722			235.722	17.187.184					17.187.184
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	4,20%	4,30%	Sin Garantía			62.123			62.123	5.592.492					5.592.492
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL\$	Al vencimiento	5,82%	5,66%	Sin Garantía				180.806				24.922.511				24.922.511
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	6,02%	5,85%	Sin Garantía				74.750				9.969.021				9.969.021
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	4,50%	4,50%	Sin Garantía				20.000				5.000.000				5.000.000
Chile	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al vencimiento	5,14%	5,14%	Sin Garantía		306.780				306.780	6.338.203					6.338.203
Chile	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Banco Santander	CL\$	Al vencimiento	5,13%	5,13%	Sin Garantía		120.304				120.304	2.505.154					2.505.154
Chile	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Banco BBVA	CL\$	Al vencimiento	4,66%	4,46%	Sin Garantía				96.633		96.633	14.962.638					14.962.638
Chile	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al vencimiento	4,36%	4,36%	Sin Garantía				13.589		13.589	2.200.000					2.200.000
Chile	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al vencimiento	4,40%	4,40%	Sin Garantía			11.437			11.437	985.038					985.038
Chile	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al vencimiento	4,92%	4,92%	Sin Garantía			52.499			52.499	1.263.609					1.263.609
Chile	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al vencimiento	4,50%	4,50%	Sin Garantía				50.537				2.233.679				2.233.679
Chile	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	4,49%	4,49%	Sin Garantía			33.811			33.811	1.623.288					1.623.288
Chile	TV Red S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al vencimiento	4,79%	4,79%	Sin Garantía				2.395		2.395	500.000					500.000
Chile	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	5,19%	5,19%	Sin Garantía		318.421				318.421	6.458.190					6.458.190
Chile	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	5,04%	5,04%	Sin Garantía			173.600			173.600	4.000.000					4.000.000
Chile	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	5,19%	5,19%	Sin Garantía		436.166				436.166	8.846.291					8.846.291
Chile	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	5,19%	5,19%	Sin Garantía		310.364				310.364	6.350.487					6.350.487
Chile	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	4,56%	4,36%	Sin Garantía				125.956		125.956	19.950.182					19.950.182
Chile	Empresa Eléctrica Iquique S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	4,63%	4,63%	Sin Garantía		158.775				158.775		7.620.594				7.620.594
Chile	Empresa Eléctrica Iquique S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al vencimiento	5,14%	5,14%	Sin Garantía		426.875				426.875	8.819.438					8.819.438
Chile	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al vencimiento	5,19%	5,19%	Sin Garantía		266.885				266.885	5.428.805					5.428.805
Chile	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Banco Santander	CL\$	Al vencimiento	5,14%	5,14%	Sin Garantía		124.852				124.852	2.579.501					2.579.501
Chile	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	5,29%	5,29%	Sin Garantía		44.771				44.771	890.881					890.881
Chile	Emel Norte S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al vencimiento	4,53%	4,53%	Sin Garantía				401.292		401.292	17.238.242					17.238.242
Chile	Transemel S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	4,30%	4,30%	Sin Garantía				11.182.049		11.182.049						0
Chile	Transemel S.A.	Banco Santander	CL\$	Al vencimiento	4,55%	4,55%	Sin Garantía				192.428		192.428						6.619.597
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Macro	AR\$	Mensual	26,97%	26,97%	Sin Garantía		6.999	64.440			193.321	264.760	58.000				58.000
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Macro	AR\$	Sobregiro	28,50%	28,50%	Sin Garantía	482.444					482.444						0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR\$	Sobregiro	39,66%	39,66%	Sin Garantía						0						0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR\$	Mensual	32,30%	32,30%	Sin Garantía			788			788	11.836					11.836
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR\$	Mensual	31,98%	31,98%	Sin Garantía			695	9.402		10.097	5.633					5.633
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR\$	Mensual	31,77%	31,77%	Sin Garantía			792	3.709		4.501	15.629					0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR\$	Mensual	32,12%	32,12%	Sin Garantía			2.374	35.497		37.871	144.363					0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR\$	Mensual	31,08%	31,08%	Sin Garantía			872	17.061		17.933	69.116					0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR\$	Sobregiro	34,16%	34,16%	Sin Garantía						0						0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR\$	Mensual	28,16%	28,16%	Sin Garantía			845	17.122		17.967	69.332					0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR\$	Mensual	31,93%	31,93%	Sin Garantía			6.296	41.440		47.736	172.056					0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR\$	Mensual	34,08%	34,08%	Sin Garantía			15.756	101.223		116.979	420.647	96.667				96.667
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR\$	Mensual	34,28%	34,28%	Sin Garantía			23.618	89.806		113.424	382.842	410.833				410.833
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR\$	Mensual	34,04%	34,04%	Sin Garantía			19.033	87.489		106.522	368.989	435.000				435.000
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Comafi	AR\$	Mensual	26,00%	26,00%	Sin Garantía			3.556	73.406		76.962	297.181					0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Servicios y Transacciones	AR\$	Sobregiro	31,00%	31,00%	Sin Garantía		1.033.853				1.033.853						0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Santander Río	AR\$	Sobregiro	28,00%	28,00%	Sin Garantía		859.358				859.358						0
Argentina	Energía San Juan S.A.	SINDICADO II	AR\$	Mensual	33,47%	33,47%	Sin Garantía				7.953		7.953	74.766					0

Saldos al 31 de diciembre de 2016. (continuación)

País	Sociedad deudora	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes					No Corrientes								
								Vencimientos				Total corrientes	Vencimientos						Total no corrientes		
								Indeterminado	hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses	31-12-2016	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 4 años	más de 4 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años	10 o más años	31-12-2016		
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
Argentina	Energía San Juan S.A.	SINDICADO III	AR \$	Mensual	34,47%	34,47%	Sin Garantía		74.885	407.813	1.223.438	1.706.136								0	
Argentina	Energía San Juan S.A.	SINDICADO V	AR \$	Mensual	35,59%	35,59%	Sin Garantía		749.855	314.167	942.500	2.006.522	10.053.333								10.053.333
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	27,00%	27,00%	Sin Garantía		20.097	88.173	264.518	372.788	734.063								734.063
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	34,07%	34,07%	Sin Garantía		22.766	82.419	247.256	352.441	483.333								483.333
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR \$	Mensual	36,00%	36,00%	Sin Garantía		5.819	56.726	170.179	232.724									0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR \$	Mensual	32,00%	32,00%	Sin Garantía			251		252									0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Comafi	AR \$	Sobregiro	32,50%	32,50%	Sin Garantía	112.429				112.429									0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Hipotecario	AR \$	Sobregiro	32,00%	32,00%	Sin Garantía	88.755				88.755									0
Chile	Comercial y Logística General S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	4,73%	4,66%	Sin Garantía				5.001.076	5.001.076									0
Chile	Transformadores Tusan S.A.	BancoEstado	CL \$	Mensual	4,27%	4,27%	Sin Garantía				519	519	4.000.000								4.000.000
Chile	Energy Sur Ingeniería S.A.	Banco Itau	CL \$	Mensual	7,80%	7,80%	Sin Garantía		4.929	9.948	5.027	19.904									0
Chile	Ajuste Valor Justo diferencial tasas		CL \$	Mensual			Sin Garantía					0	2.760.499	2.760.499	2.760.499	2.760.499	10.811.956				21.853.952
Totales								2.576.973	5.457.361	4.063.930	59.801.932	71.900.196	254.325.589	222.750.101	84.813.935	2.760.499	10.811.956	0	575.462.080		

20.3.- Obligaciones con el público. (Bonos)

Saldos al 31 de diciembre de 2017.

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	31-12-2017	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	Semestral	2.632.989		2.632.989					97.414.013	48.706.890	146.120.903
542	BCGEI-J	500.000	UF	4,75%	5,10%	12-01-2029	Chile	Semestral	Al Vencimiento	294.017		294.017						13.144.778	13.144.778
541	BCGEI-K	2.000.000	UF	4,00%	4,05%	02-12-2031	Chile	Semestral	Al Vencimiento		174.959	174.959						53.228.491	53.228.491
765	BCGED-E	4.000.000	UF	3,85%	3,89%	30-09-2034	Chile	Semestral	Semestral	1.050.205		1.050.205						106.467.951	106.467.951
610	BCGET-D	3.500.000	UF	4,30%	4,20%	10-09-2030	Chile	Semestral	A partir del 03-2020	1.245.724		1.245.724		8.556.627	8.556.627	8.556.627	42.783.134	25.670.418	94.123.433
Totales										5.222.935	174.959	5.397.894	0	8.556.627	8.556.627	8.556.627	140.197.147	247.218.528	413.085.556

Saldos al 31 de diciembre de 2016.

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	31-12-2014	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	Semestral	2.588.759		2.588.759					71.751.017	71.750.902	143.501.919
542	BCGEI-J	500.000	UF	4,75%	5,10%	12-01-2029	Chile	Semestral	Al Vencimiento	290.759		290.759						12.896.651	12.896.651
541	BCGEI-K	2.000.000	UF	4,00%	4,05%	02-12-2031	Chile	Semestral	Al Vencimiento		172.020	172.020						52.301.748	52.301.748
765	BCGED-E	4.000.000	UF	3,85%	3,89%	30-09-2034	Chile	Semestral	Semestral		1.032.564	1.032.564						104.620.521	104.620.521
610	BCGET-D	3.500.000	UF	4,30%	4,20%	10-09-2030	Chile	Semestral	A partir del 03-2020	1.224.798		1.224.798		8.417.415	8.417.415	8.417.415	42.087.075	33.670.190	92.592.095
Totales										4.104.316	1.204.584	5.308.900	0	0	8.417.415	8.417.415	113.838.092	275.240.012	405.912.934

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

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Proveedores de energía y otros eléctricos. (*)	179.284.449	152.312.784		
Retenciones.	10.747.445	11.514.700		
Dividendos por pagar.	2.674.544	2.317.138		
Pasivos acumulados (o devengados). (**)	11.508.126	10.676.968		
Proveedores no energéticos.	75.375.665	89.714.849		
Proveedores de importación.	670.061	2.051.194		
Acreedores varios.	10.458.300	9.027.371	68.736	951.358
Otros.	767.069	1.183.312	3.804.631	140.688
Total	291.485.659	278.798.316	3.873.367	1.092.046

(*) Ver Nota N° 4.4.

Los principales proveedores del ítem Proveedores de energía de la sociedad y subsidiarias son Enel Generación Chile S.A., Colbún S.A., Empresa Nacional de Electricidad 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. Indra Sistemas Chile S.A., Siemens S.A. Entel S.A. y Cobre Cerrillos 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\$ 5.209.240.

21.1.- Pasivos acumulados (o devengados).

(**) Pasivos acumulados (o devengados).	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Vacaciones del personal.	7.648.435	7.090.867		
Bonificaciones de feriados	380.350	432.348		
Participación sobre resultados.	3.479.341	3.151.220		
Aguinaldos.		2.533		
Total	11.508.126	10.676.968	0	0

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

Cuentas comerciales con pagos al día (por vencer) Cuentas comerciales al día según plazo	Bienes	Servicios	Otros	Total
	31-12-2017 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2017 M\$
Hasta 30 días	15.001.886	238.531.713	23.077.658	276.611.257
Entre 31 y 60 días	4.143.326		5.468.625	9.611.951
Entre 61 y 90 días	5.343	300	53.840	59.483
Entre 91 y 120 días			2.591.750	2.591.750
Entre 121 y 365 días	144		931.231	931.375
Más de 365 días			3.873.367	3.873.367
Total	19.150.699	238.532.013	35.996.471	293.679.183

Cuentas comerciales con plazos vencidos Cuentas comerciales vencidas según plazo	Bienes	Servicios	Otros	Total
	31-12-2017 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2017 M\$
Hasta 30 días	305.478	896.745	201.478	1.403.701
Entre 31 y 60 días	96.852	14.525	56.824	168.201
Entre 61 y 90 días	22.037	63.452	22.452	107.941
Entre 91 y 120 días				0
Entre 121 y 365 días				0
Más de 365 días				0
Total	424.367	974.722	280.754	1.679.843

Cuentas comerciales con pagos al día (por vencer) Cuentas comerciales al día según plazo	Bienes	Servicios	Otros	Total
	31-12-2016 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2016 M\$
Hasta 30 días	18.056.464	224.696.275	18.280.164	261.032.903
Entre 31 y 60 días	5.322.717	506.545	4.863.950	10.693.212
Entre 61 y 90 días		502	650.748	651.250
Entre 91 y 120 días			2.676.891	2.676.891
Entre 121 y 365 días		33.111	2.277.480	2.310.591
Más de 365 días		80.500	1.011.546	1.092.046
Total	23.379.181	225.316.933	29.760.779	278.456.893

Cuentas comerciales con plazos vencidos Cuentas comerciales vencidas según plazo	Bienes	Servicios	Otros	Total
	31-12-2016 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2016 M\$
Hasta 30 días	320.145	800.452	159.875	1.280.472
Entre 31 y 60 días	40.852		50.085	90.937
Entre 61 y 90 días	18.752	20.852	22.456	62.060
Entre 91 y 120 días				0
Entre 121 y 365 días				0
Más de 365 días				0
Total	379.749	821.304	232.416	1.433.469

22.- OTRAS PROVISIONES.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es el siguiente:

22.1.- Provisiones – saldos.

Clase de provisiones	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Provisión de reclamaciones legales.	16.110.267	7.329.436	681.604	543.549
Participación en utilidades y bonos.	5.064.848	4.482.566		
Otras provisiones.	877.859	2.115.502	345.488	1.132.204
Total	22.052.974	13.927.504	1.027.092	1.675.753

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 33).

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.

22.1.3.- Otras provisiones.

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

22.2.- Movimiento de las provisiones.

Saldos al 31 de diciembre de 2017.

Conceptos	Movimiento de provisiones				
	Por reclamaciones legales	Por part. en utilidades y bonos	Por resp. sobre pasivos netos de asociadas	Otras provisiones	Total al
	M\$	M\$	M\$	M\$	31-12-2017 M\$
Saldo al 01 de enero de 2017	7.872.985	4.482.566	0	3.247.706	15.603.257
Provisiones adicionales.	4.352.593	1.296.809			5.649.402
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	6.274.896	4.154.088		(1.196.732)	9.232.252
Provisión utilizada.	(1.525.585)	(4.320.555)		(816.304)	(6.662.444)
Reversión de provisión no utilizada.	(7.000)	(548.060)		(11.323)	(566.383)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	(181.730)				(181.730)
Otro incremento (decremento).	5.712				5.712
Total cambio en provisiones	8.918.886	582.282	0	(2.024.359)	7.476.809
Saldo al 31 de diciembre de 2017	16.791.871	5.064.848	0	1.223.347	23.080.066

Saldos al 31 diciembre de 2016.

Conceptos	Movimiento de provisiones				
	Por reclamaciones legales	Por part. en utilidades y bonos	Por resp. sobre pasivos netos de asociadas	Otras provisiones	Total al
	M\$	M\$	M\$	M\$	31-12-2016 M\$
Saldo al 01 de enero de 2016	5.185.742	5.779.599	80.912	6.676.970	17.723.223
Provisiones adicionales.	2.631.276	623.691		1.600.096	4.855.063
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	2.191.353	3.893.728		683.069	6.768.150
Adquisición mediante combinación de negocios.		(2.225.606)			(2.225.606)
Desapropiaciones mediante enajenación de negocios.		(374.175)			(374.175)
Provisión utilizada.	(1.663.305)	(3.092.762)		(51.087)	(4.807.154)
Reversión de provisión no utilizada.	(127.138)	(121.909)		(113.337)	(362.384)
Aumento (disminución) consolidación subsidiarias del período o ejercicio			(80.912)	(5.548.005)	(5.628.917)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	(344.943)				(344.943)
Total cambio en provisiones	2.687.243	(1.297.033)	(80.912)	(3.429.264)	(2.119.966)
Saldo al 31 de diciembre de 2016	7.872.985	4.482.566	0	3.247.706	15.603.257

23.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es el siguiente:

23.1.- Detalle del rubro.

Provisión por beneficios a los empleados	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Provisión indemnización años de servicio.	4.937	6.217	16.096.255	17.168.149
Provisión premio de antigüedad.			967.102	933.711
Provisión beneficios post-jubilatorios.	11.632	14.650	15.584.009	15.932.214
Total	16.569	20.867	32.647.366	34.034.074

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

Valor presente de las obligaciones post empleo y similar	Indemnización por años de servicios		Premios por antigüedad		Beneficios post-jubilatorios	
	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Valor presente obligación, saldo inicial	17.174.366	19.727.511	933.711	651.699	15.946.864	15.762.951
Costo del servicio corriente obligación plan de beneficios definidos.	1.385.020	1.976.029	125.081	128.601	247.098	415.248
Costo por intereses por obligación de plan de beneficios definidos.	1.191.066	845.221	69.849	43.324	1.519.458	970.459
Ganancias pérdidas actuariales obligación planes de beneficios definidos.	277.539	817.424	3.133	215.563	427.008	175.756
Incremento disminución en el cambio de moneda extranjera obligación del plan de beneficios definidos.	(93.114)	(65.711)			(219.401)	(154.831)
Transferencia por División Social		(4.726.605)				
Liquidaciones obligación plan de beneficios definidos.	(3.833.685)	(1.399.503)	(164.672)	(105.476)	(2.325.386)	(1.222.719)
Total cambios en provisiones	(1.073.174)	(2.553.145)	33.391	282.012	(351.223)	183.913
Total	16.101.192	17.174.366	967.102	933.711	15.595.641	15.946.864

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

Balance plan de beneficios	Indemnización por años de servicios		Premios por antigüedad		Beneficios post-jubilatorios	
	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Obligación presente sin fondos de plan de beneficios definidos.	16.101.192	17.174.366	967.102	933.711	15.595.641	15.946.864
Total	16.101.192	17.174.366	967.102	933.711	15.595.641	15.946.864

23.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados.

Gastos reconocidos en el estado de resultados por función	Indemnización por años de servicios		Premios por antigüedad		Beneficios post-jubilatorios		Línea del estado de resultados
	01-01-2017 31-12-2017 M\$	01-01-2016 31-12-2016 M\$	01-01-2017 31-12-2017 M\$	01-01-2016 31-12-2016 M\$	01-01-2017 31-12-2017 M\$	01-01-2016 31-12-2016 M\$	
Costo del servicio corriente plan de beneficios definidos.	1.385.020	1.976.029	125.081	128.601	247.098	415.248	Costo de ventas - gastos de administración.
Costo por intereses plan de beneficios definidos.	1.191.066	845.221	69.849	43.324	1.519.458	970.459	Costos Financieros.
Total	2.576.086	2.821.250	194.930	171.925	1.766.556	1.385.707	

23.5.- Hipótesis actuariales

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

Detalle	
Tasa de descuento real utilizada.	2,13%
Aumento futuros de salarios.	2,00%
Tabla de mortalidad.	RV-2014
Tasa de rotación anual.	2,02%

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

Para el cálculo del pasivo al 31 de diciembre de 2017, se aplicó la misma metodología utilizada en el ejercicio anterior. Respecto a lo anterior, el Grupo CGE contrató a Mercer (Argentina) S.A., para la determinación de las obligaciones por beneficios definidos.

Al 31 de diciembre de 2017, 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	3.564.983	(2.961.520)

24.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Ingresos diferidos. (*)	1.562.872	57.596		
Aportes reembolsables.	646.120	640.248		
Garantías recibidas en efectivo.	2.346.229	2.633.208		
Otros.	2.835.731		11.843.824	7.045.794
Total	7.390.952	3.331.052	11.843.824	7.045.794

24.1.- Ingresos diferidos.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es el siguiente:

(*) Detalle de los ingresos diferidos	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Ingresos diferidos por obras de terceros.	1.343.134	57.596		
Otros ingresos diferidos.	219.738			
Total	1.562.872	57.596	0	0

El movimiento de este rubro al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es el siguiente:

Movimiento del período ingresos diferidos	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Saldo inicial ingresos diferidos	57.596	1.320.088
Adiciones.	35.105.373	40.341.279
Imputación a resultados.	(33.599.934)	(40.093.472)
Transferencia por División social		(1.747.769)
Ganancia (pérdida) diferencias de conversión.	(163)	(248)
Ganancia (pérdida) otros.		237.718
Total	1.562.872	57.596

24.2.- Contratos de construcción.

De acuerdo con lo dispuesto en la NIC 11, a continuación se detalla información relevante de contratos en construcción.

24.2.1.- Margen del período por contratos de construcción.

Detalle	01-01-2017 31-12-2017 M\$	01-01-2016 31-12-2016 M\$
Ingresos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período o ejercicio.	41.503.220	46.139.607
Costos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período o ejercicio.	(26.976.664)	(29.370.271)
Total	14.526.556	16.769.336

24.2.2.- Importes adeudados por clientes bajo contratos de construcción.

Detalle	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Importe de anticipos recibidos sobre contratos de construcción.	15.681.311	39.075.144
Importe bruto debido por clientes por contratos de construcción como activos.		5.813.500
Importe bruto debido por clientes por contratos de construcción como pasivos.	1.343.134	5.871.096

24.2.3.- Subvenciones gubernamentales.

Detalle	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$	Naturaleza subvención
Importe de las subvenciones del gobierno reconocidas.	5.069.846	7.883.714	PER - FNDR

25.- PATRIMONIO NETO.

25.1.- 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.

25.2.- Capital suscrito y pagado.

Con fecha 1 de junio de 2016, se celebró la Primera Junta Extraordinaria de Accionistas de Gas Natural Fenosa Chile SpA (hoy Compañía General de Electricidad S.A.), donde se acordó aumentar el capital social desde la cantidad de M\$ 1.370.886.000, dividido en 1.370.886.000 acciones, de serie única, sin valor nominal a M\$ 1.939.979.250 dividido en 1.939.979.250 acciones, de serie única, sin valor nominal.

El aumento de capital de M\$ 569.093.250, fue pagado con fecha 7 de junio de 2016 por Gas Natural Fenosa Internacional S.A., mediante el aporte o cesión en dominio del 75% del crédito que consta en el contrato de préstamo a largo plazo por MUS\$1.100.000 que Clover Financial and Treasury Services Ltd. otorgó a Gas Natural Fenosa Chile SpA (hoy Compañía General de Electricidad S.A.) con fecha 7 de noviembre de 2014, el cual fue cedido íntegramente por Clover Financial and Treasury Services Ltd., como cedente, a Gas Natural Fenosa Internacional S.A., como cesionaria, en virtud del contrato de cesión otorgado con fecha 1 de junio de 2016.

Con fecha 9 de agosto de 2016, se celebró la Junta Extraordinaria de Accionistas de Gas Natural Fenosa Chile S.A. (hoy Compañía General de Electricidad S.A.) donde se aprobó la fusión por incorporación de Compañía General de Electricidad S.A. en Gas Natural Fenosa Chile S.A. y el aumento de capital en la cantidad de M\$ 52.110.353 mediante la emisión de 51.980.679 acciones.

Con fecha 8 de septiembre de 2016, concluyó el período de derecho a retiro de los accionistas disidentes de Compañía General de Electricidad S.A. respecto de la fusión aprobada por la Junta Extraordinaria de Accionistas de fecha 9 de agosto de 2016. Ejercieron su derecho a retiro 37 accionistas por un total de 8.695.395 acciones.

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 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 la disminución del capital social de M\$ 1.992.089.063 a M\$ 1.516.802.640, como consecuencia de la asignación de una porción de su patrimonio a la nueva sociedad.

Con fecha 14 de diciembre de 2016, se celebró Junta Extraordinaria de Accionistas, que aprobó la fusión por incorporación de Transnet S.A. en Compañía General de Electricidad S.A. y el aumento de capital en la cantidad de M\$ 2.437.350 mediante la emisión de 3.357.135 nuevas acciones.

Con fecha 13 de enero de 2017, concluyó el período de derecho a retiro de los accionistas disidentes de Compañía General de Electricidad S.A. y Transnet S.A. respecto de la fusión aprobada por la Junta Extraordinaria de Accionistas de fecha 14 de diciembre 2016. Ejercieron su derecho a retiro 13 accionistas por un total de 5.108.203 acciones de Compañía General de Electricidad S.A y 6 accionistas de Transnet S.A. por 7.870 acciones.

Con fecha 27 de junio de 2017, se celebró Junta Extraordinaria de Accionistas, que aprobó la fusión por incorporación de Emel Norte S.A. y Emelat Inversiones S.A. en Compañía General de Electricidad S.A. y el aumento de capital en la cantidad de M\$ 4.495.696 mediante la emisión de 6.260.447 nuevas acciones.

Con fecha 27 de julio de 2017, concluyó el período de derecho a retiro de los accionistas disidentes de Compañía General de Electricidad S.A., Emel Norte S.A. y Emelat Inversiones S.A. respecto de la fusión aprobada por la Junta Extraordinaria de Accionistas de fecha 27 de junio de 2017. Ejercieron su derecho a retiro 23 accionistas de Compañía General de Electricidad S.A. por un total de 1.339.642, 7 accionistas de Emel Norte S.A. por 7.674 acciones y 3 accionistas de Emelat Inversiones S.A. por 2.789 acciones.

Con fecha 27 de junio de 2017, se celebró Junta Extraordinaria de Accionistas, que aprobó la fusión por incorporación de Emel Norte S.A. y Emelat Inversiones S.A. en Compañía General de Electricidad S.A. y el aumento de capital en la cantidad de M\$ 4.495.696 mediante la emisión de 6.260.447 nuevas acciones.

Con fecha 30 de noviembre de 2017, se celebró Junta Extraordinaria de Accionistas, que aprobó la fusión por incorporación de CGE Distribución S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y Empresa Eléctrica Atacama S.A. en Compañía General de Electricidad S.A. y el aumento de capital en la cantidad de M\$ 5.753.790 mediante la emisión de 6.803.871 nuevas acciones.

En relación al derecho a retiro originado por los acuerdos de fusión por incorporación de CGE Distribución S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A., y Empresa Eléctrica Atacama S.A. en Compañía General de Electricidad S.A., adoptados en Juntas Extraordinarias de Accionistas de dichas sociedades celebradas con fecha 28 de noviembre de 2017 en el caso de Empresa Eléctrica Atacama S.A., con fecha 29 de noviembre de 2017 en el caso de CGE Distribución S.A. y Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y con fecha 30 de noviembre de 2017 en el caso de Compañía General de Electricidad, con fechas 28 de diciembre de 2017 para Empresa Eléctrica Atacama S.A., 29 de diciembre de 2017 para CGE Distribución S.A. y Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y 30 de diciembre de 2017 para Compañía General de Electricidad S.A., concluyeron los respectivos períodos de derecho a retiro de los accionistas disidentes de cada sociedad. Ejercieron su derecho a retiro 26 accionistas por un total de 1.047.303 acciones de Compañía General de Electricidad S.A., 22 accionistas por un total de 140.010 acciones de CGE Distribución S.A., 10 accionistas por un total de 197.872 acciones de Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y 2 accionistas de Empresa Eléctrica Atacama S.A. por 1.650 acciones.

25.3.- Número de acciones suscritas y pagadas.

Al 31 de diciembre de 2017 el capital de Compañía General de Electricidad S.A., está representado por 1.999.743.052, acciones sin valor nominal, de un voto por acción.

25.4.- Dividendos.

Durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2016 el Directorio en Sesión Ordinaria de fecha 4 de noviembre de 2016, acordó repartir el dividendo provisorio N°1 de \$ 12,00.- por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2016, el cual se pagó con fecha 18 de noviembre de 2016, por un total de M\$ 23.799.924.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 18 de abril de 2017, se aprobó el pago del dividendo definitivo N° 2 de \$ 15,00.- por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2016, el cual se pagó con fecha 28 de abril de 2017, por un total de M\$ 29.721.637.

En Sesión Ordinaria de Directorio, celebrada el 4 de octubre de 2017, se aprobó el pago del dividendo provisorio N° 3 de \$ 8,00.- por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2017, el cual se pagó con fecha 25 de octubre de 2017, por un total de M\$ 15.889.434.

25.5.- Reservas.

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

25.5.1.- 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).

25.5.2.- 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.

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

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

Los saldos acumulados por la aplicación de la NIC 19 (r) se han reconocido en otros resultados integrales, producto de lo anterior el saldo de estas reservas al 31 de diciembre de 2017 asciende a M\$ (29.965) (M\$ 133.788 al 31 de diciembre de 2016), ambos netos de impuestos diferidos.

25.5.4.- Otras reservas.

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

25.6.- Ganancias (pérdidas) acumuladas.

Los componentes de este rubro para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016 son los siguientes:

Ganancias (pérdidas) acumuladas	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Utilidades (pérdidas) acumuladas	125.283.281	1.714.963
Dividendos mínimos de acuerdo a política	(37.861.365)	(29.327.040)
Dividendos provisorios	(15.889.434)	(23.799.924)
Resultado del período o ejercicio	179.105.263	177.089.879
Total	250.637.745	125.677.878

25.7.- Participaciones no controladoras.

Las siguientes son las participaciones no controladoras al 31 de diciembre de 2017 y 2016.

Rut	Nombre de la subsidiaria	País de origen	Porcentaje de participación en subsidiarias de la participación no controladora		Participación no controladora en patrimonio	Ganancia (pérdida) atribuible a participación no controladora	Participación no controladora en patrimonio	Ganancia (pérdida) atribuible a participación no controladora
			31-12-2017	31-12-2016	31-12-2017		31-12-2016	
			%	%	M\$	M\$	M\$	M\$
96.722.460-K	Metrogas S.A.	Chile	0,00000%	48,16216%				18.480.017
76.578.731-9	Aprovisionadora Global de Energía S.A.	Chile	0,00000%	48,16216%				4.432.665
90.310.000-1	Gasco S.A.	Chile	0,00000%	43,37562%				18.333.368
76.560.818-K	Gas Natural Chile S.A.	Chile	0,00000%	43,37562%				10.843.622
96.762.250-8	Gasoducto del Pacífico S.A	Chile	0,00000%	40,00000%				(167.605)
0-E	Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A	Argentina	0,00000%	43,30220%				(122)
0-E	Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd.	Islas Cayman	0,00000%	43,30000%				(4)
96.856.650-4	Innergy Holdings s.A.	Chile	0,00000%	40,00000%				456.271
79.882.520-8	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	44,83508%	44,83508%	19.798.467	2.058.003	19.349.063	2.536.799
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	7,32083%	7,32083%	6.976.855	78.801	4.017.468	180.844
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	11,41607%	11,41607%	10.712.141	320.911	4.957.998	409.068
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	0,00000%	1,78285%		522.727	16.053.516	107.726
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	0,00000%	0,00000%				112.562
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	5,84091%	5,84091%	3.147.489	86.808	1.606.126	151.880
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	0,00000%	0,65635%		136.497	4.007.312	215.283
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	0,00000%	0,57355%		(34.296)	1.975.805	58.809
78.512.190-2	Energy Sur S.A.	Chile	45,00000%	45,00000%	577.947	77.638	532.824	63.028
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	0,00000%	1,59496%		(23.138)	257.237	6.339
76.122.825-0	Emelat Inversiones S.A.	Chile	0,00000%	1,59496%			395.835	26.184
79.882.520-8	TV Red S.A.	Chile	10,00000%	10,00000%	295.917	31.317	200.003	37.584
99.548.240-1	CGE Magallanes S.A.	Chile	0,10518%	0,10518%	18.492.650	335.657	18.502.778	3.045
99.548.260-6	CGE Argentina S.A.	Chile	0,00836%	0,00836%	(401)	1.132	(468)	1.298
0-E	Energía San Juan S.A.	Argentina	0,00001%	0,00001%	13	3	6	
Total					60.001.078	3.592.060	71.855.503	56.288.661

25.8.- Transacciones con participaciones no controladoras.

Transacciones efectuadas al 31 de diciembre de 2016.

Sociedad	31-12-2016				
	Cantidad de acciones adquiridas	% de adquisición al minoritario	Valor pagado M\$	Valor libros M\$	Imputación a otras reservas M\$
Gas Natural Chile S.A.	63.629.621	37,87500%	223.403.599	217.112.729	6.290.870
Total			223.403.599	217.112.729	6.290.870

Durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2017 no hay transacciones con participaciones no controladoras.

Dichas transacciones fueron contabilizadas 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".

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

Movimientos al 31 de diciembre de 2017.

Movimientos de otros resultados integrales al 31-12-2017	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			179.105.263			3.592.060			182.697.323
Reservas de conversión									
Ganancias (pérdidas) por diferencias de conversión.	(8.928.630)		(8.928.630)	243.428		243.428	(8.685.202)		(8.685.202)
Total movimientos del período o ejercicio	(8.928.630)	0	(8.928.630)	243.428	0	243.428	(8.685.202)	0	(8.685.202)
Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios definidos									
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	457.468	(123.516)	333.952	(1.324.142)	357.517	(966.625)	(866.674)	234.001	(632.673)
Total movimientos del período o ejercicio	457.468	(123.516)	333.952	(1.324.142)	357.517	(966.625)	(866.674)	234.001	(632.673)
Total resultado integral			170.510.585			2.868.863			173.379.448

Movimientos al 31 de diciembre de 2016.

Movimientos de otros resultados integrales al 31-12-2016	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			177.089.879			56.288.661			233.378.540
Reservas de cobertura de flujo de caja									
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujo de efectivo.	(11.882.570)		(11.882.570)	(16.835)		(16.835)	(11.899.405)	0	(11.899.405)
Total movimientos del período o ejercicio	(11.882.570)	0	(11.882.570)	(16.835)	0	(16.835)	(11.899.405)	0	(11.899.405)
Reservas de conversión									
Ganancias (pérdidas) por diferencias de conversión.	(9.315.692)		(9.315.692)	(1.124.236)		(1.124.236)	(10.439.928)		(10.439.928)
Total movimientos del período o ejercicio	(9.315.692)	0	(9.315.692)	(1.124.236)	0	(1.124.236)	(10.439.928)	0	(10.439.928)
Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios									
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	(927.229)	250.352	(676.877)	144.275	(38.919)	105.356	(782.954)	211.433	(571.521)
Total movimientos del período o ejercicio	(927.229)	250.352	(676.877)	144.275	(38.919)	105.356	(782.954)	211.433	(571.521)
Otras reservas									
Participación en el otro resultado integral de inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	(4.842.371)		(4.842.371)	(8.406.147)		(8.406.147)	(13.248.518)		(13.248.518)
Total movimientos del período o ejercicio	(4.842.371)	0	(4.842.371)	(8.406.147)	0	(8.406.147)	(13.248.518)	0	(13.248.518)
Total resultado integral			150.372.369			46.846.799			197.219.168

26.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.

26.1.- Ingresos ordinarios.

Ingresos de actividades ordinarias	01-01-2017 31-12-2017	01-01-2016 31-12-2016
	M\$	M\$
Ventas	1.479.966.330	1.434.554.934
Venta de energía.	1.437.248.449	1.392.646.876
Venta de mercaderías, materiales y equipos.	42.717.881	41.908.058
Prestaciones de servicios	235.092.257	233.075.989
Recargos regulados, peajes y transmisión.	151.087.955	143.491.080
Arriendo de equipos de medida.	4.434.992	4.403.533
Servicios de mantenimiento de equipos a clientes.	3.295.788	2.396.863
Apoyos en postación.	1.484.583	1.472.095
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas.	65.407.828	70.598.623
Servicios de televisión por cable	4.922.475	4.890.128
Servicios de call center		702.641
Otras prestaciones	4.458.636	5.121.026
Total	1.715.058.587	1.667.630.923

El Grupo CGE no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios en los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016.

26.2.- Otros ingresos, por función.

Otros ingresos por función	01-01-2017 31-12-2017	01-01-2016 31-12-2016
	M\$	M\$
Arriendo de oficinas a terceros.	983.967	1.213.928
Otros ingresos de operación.	8.295	670.258
Total	992.262	1.884.186

27.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES.

Los ítems del estado de resultados por función por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016 que se adjunta, se descomponen como se indica en 27.1, 27.2, 27.3 y 27.4.

Gastos por naturaleza del estado de resultados por función	01-01-2017 31-12-2017	01-01-2016 31-12-2016
	M\$	M\$
Costo de venta.	1.416.530.252	1.383.322.962
Costo de administración.	166.794.955	131.949.156
Otros gastos por función.	8.505.102	7.143.303
Total	1.591.830.309	1.522.415.421

27.1.- Gastos por naturaleza.

Apertura de gastos por naturaleza	01-01-2017 31-12-2017	01-01-2016 31-12-2016
	M\$	M\$
Compra de energía.	1.162.589.830	1.138.189.020
Compra de gas.	10.505.980	9.306.927
Gastos de personal.	98.479.341	112.441.625
Gastos de operación y mantenimiento.	99.973.095	91.368.548
Gastos de administración.	124.190.496	80.736.226
Costos de mercadotecnia.	734.189	903.936
Depreciación.	59.208.199	58.706.565
Amortización.	6.798.098	928.520
Otros gastos varios de operación.	29.351.081	29.834.054
Total	1.591.830.309	1.522.415.421

27.2.- Gastos de personal.

Gastos de personal	01-01-2017 31-12-2017	01-01-2016 31-12-2016
	M\$	M\$
Sueldos y salarios.	83.363.004	98.627.303
Beneficios a corto plazo a los empleados.	7.684.388	6.840.455
Gasto por obligación por beneficios post empleo.	674.715	1.412.832
Beneficios por terminación.	5.950.586	4.209.939
Otros gastos de personal.	806.648	1.351.096
Total	98.479.341	112.441.625

27.3.- Depreciación y amortización.

Detalle	01-01-2017 31-12-2017	01-01-2016 31-12-2016
	M\$	M\$
Depreciación y retiros		
Costo de ventas.	56.812.833	56.378.129
Gasto de administración.	2.395.366	2.328.436
Otras ganancias (pérdidas).	9.340.776	6.256.349
Total depreciación	68.548.975	64.962.914
Amortización		
Costo de ventas.	6.739.578	882.836
Gasto de administración.	58.520	45.684
Total amortización	6.798.098	928.520
Total	75.347.073	65.891.434

27.4.- Otras ganancias (pérdidas).

Detalle	01-01-2017	01-01-2016
	31-12-2017	31-12-2016
	M\$	M\$
Castigo o deterioro de propiedades, planta y equipos.	(9.340.776)	(6.256.349)
Venta de chatarra.	645.888	728.584
Venta de propiedades, planta y equipo.	1.663.831	1.048.704
Venta acciones.		1.634.992
Juicios o arbitrajes.	(10.824.318)	(5.897.999)
Remuneraciones del directorio.	(97.564)	(365.544)
Remuneraciones comité de directores.	(62.556)	(2.603)
Participación comité de directores	(3.438)	
Indemnizaciones de seguros y compensaciones	11.428.094	6.161.389
Otras (pérdidas) ganancias. (*)	9.338.473	3.642.598
Cambios en el valor razonable en propiedad de inversión.		1.379.230
Aportes de terceros para financiar obras propias	4.815.402	7.041.513
Total	7.563.036	9.114.515

(*) El monto al 31 de diciembre de 2017 y 2016 corresponde principalmente a efectos de reliquidación de precios de contrato de suministro y de precios de subtransmisión, de acuerdo a lo expuesto en nota 4.4 por un monto de M\$7.026.531 y M\$2.309.973 respectivamente.

28.- 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 ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016 se detallan a continuación.

Resultado financiero	01-01-2017	01-01-2016
	31-12-2017	31-12-2016
	M\$	M\$
Ingresos financieros		
Intereses comerciales.	1.875.805	5.769.986
Ingresos por otros activos financieros.	655.450	557.135
Otros ingresos financieros.	722.575	8.780.903
Total ingresos financieros	3.253.830	15.108.024
Costos financieros		
Gastos por préstamos bancarios.	(33.406.413)	(62.612.260)
Gastos por obligaciones con el público (bonos).	(17.710.712)	(17.439.547)
Otros gastos.	(3.220.655)	(9.699.639)
Total costos financieros	(54.337.780)	(89.751.446)
Total diferencias de cambio (*)	(895.291)	(14.411.937)
Total resultados por unidades de reajuste (**)	(7.497.526)	(11.431.102)
Total	(59.476.767)	(100.486.461)

28.1.- Composición diferencias de cambio.

(*) Diferencias de cambio	01-01-2017 31-12-2017	01-01-2016 31-12-2016
	M\$	M\$
Diferencias de cambio por activos		
Efectivo y equivalentes al efectivo.	(38.636)	(37.394)
Otros activos financieros.	(115)	95.028.029
Otros activos no financieros.	(59.718)	81.402
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	(5.447)	2.718
Total diferencias de cambio por activos	(103.916)	95.074.755
Diferencias de cambio por pasivos		
Otros pasivos financieros.	(929.367)	(109.985.932)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	137.992	(45.260)
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.		544.500
Total diferencias de cambio por pasivos	(791.375)	(109.486.692)
Total diferencia de cambios neta	(895.291)	(14.411.937)

28.2.- Composición unidades de reajuste.

(**) Resultado por unidades de reajuste	01-01-2017 31-12-2017	01-01-2016 31-12-2016
	M\$	M\$
Unidades de reajuste por activos		
Efectivo y equivalentes al efectivo.		1.761
Otros activos financieros.	1.942	
Otros activos no financieros.	(23.070)	613.030
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	(25.748)	118.804
Activos por impuestos.	347.956	266.202
Total unidades de reajuste por activos	301.080	999.797
Unidades de reajuste por pasivos		
Otros pasivos financieros.	(7.754.614)	(12.281.914)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(42.210)	(139.194)
Pasivos por impuestos.		(5.785)
Provisiones por beneficios a los empleados.	(1.774)	(3.897)
Otros pasivos no financieros.	(8)	(109)
Total unidades de reajuste por pasivos	(7.798.606)	(12.430.899)
Total unidades de reajuste neto	(7.497.526)	(11.431.102)

29.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.

En el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2017 se procedió a calcular y contabilizar el impuesto a la renta con una tasa del 25,5%, en base a lo dispuesto por la Ley N° 20.780, publicada en el Diario Oficial con fecha 29 de septiembre de 2014.

La misma Ley estableció un aumento gradual de la tasa de impuesto a la renta de las sociedades. A contar del año 2017, los contribuyentes sujetos al régimen de renta atribuida tendrán una tasa de 25%, mientras que las sociedades acogidas al sistema parcialmente integrado aumentarán su tasa a 27% a contar del año 2018.

Las sociedades anónimas deberán tributar en base al sistema de tributación parcialmente integrado, por lo que la tasa impositiva a la renta a utilizar el año 2017 es 25,5% y a contar del año 2018 la tasa será 27%.

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

Durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016 se originó un abono a resultados por impuesto a las ganancias ascendente a M\$ 98.158.576 y M\$ 86.701.644, respectivamente.

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes corriente y diferida	01-01-2017 31-12-2017	01-01-2016 31-12-2016
	M\$	M\$
Impuestos corrientes a las ganancias		
(Gasto) ingreso por impuestos corrientes.	(4.242.256)	(7.424.798)
Ajustes al impuesto corriente de períodos anteriores.	56.823	415.932
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(4.185.433)	(7.008.866)
Impuestos diferidos		
(Gasto) ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias.	102.344.009	93.710.510
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos, neto	102.344.009	93.710.510
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	98.158.576	86.701.644

De acuerdo a lo descrito en la Nota 1, con fecha 27 de junio de 2017 fueron fusionadas Emel Norte S.A. y Emelat Inversiones S.A., de igual forma al 30 de noviembre de 2017 fueron fusionadas CGE Distribución S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y Empresa Eléctrica Atacama S.A., ambos procesos 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 cada compañía fusionada con la inversión que mantenía Compañía General de Electricidad S.A. a la fecha de cada fusión por un monto de M\$ 109.896.276, 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.

Con fecha 14 de diciembre de 2016, se acuerda la fusión por incorporación de acuerdo a lo descrito en Nota 1 de Transnet S.A. en Compañía General de Electricidad S.A. Teniendo en cuenta que la inversión a valor tributario fue superior al monto del capital propio tributario de Transnet S.A., a la fecha de fusión, dicha diferencia fue incorporada en los activos no monetarios recibidos de la sociedad absorbida. Lo anterior generó un abono a resultados por un monto de M\$ 93.413.541 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.

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

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias, extranjero y nacional	01-01-2017 31-12-2017	01-01-2016 31-12-2016
	M\$	M\$
Impuestos corrientes a las ganancias		
Gasto por impuestos corrientes, neto, extranjero.	(2.414.651)	(1.057.404)
Gasto por impuestos corrientes, neto, nacional.	(1.770.782)	(5.925.923)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(4.185.433)	(6.983.327)
Impuestos diferidos		
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, extranjero.	631.616	132.019
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, nacional.	101.712.393	93.552.952
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos, neto	102.344.009	93.684.971
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	98.158.576	86.701.644

29.3.- 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 ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016.

Conciliación del gasto por impuestos utilizando la tasa legal con el gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	01-01-2017 31-12-2017	01-01-2017 31-12-2017	01-01-2016 31-12-2016	01-01-2016 31-12-2016
	M\$	%	M\$	%
Ganancia contable	84.538.747		61.833.688	
Total de (gasto) ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(21.557.380)	25,5%	(14.840.085)	24,0%
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	3.119.144	-3,7%	4.696.337	-7,6%
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(4.664.524)	5,5%	20.705.928	-33,5%
Efecto fiscal del deterioro del valor de la plusvalía	(1.748.908)	2,1%		0,0%
Efecto fiscal de pérdidas fiscales	(3.505.448)	4,2%	(10.990.889)	17,8%
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero.	(791.438)	0,9%	(475.864)	0,8%
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	152.231	-0,2%	24.034	0,0%
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y gasto por impuestos (ingreso)	127.154.899	-150,4%	87.582.183	-141,6%
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	119.715.956	-141,6%	101.541.729	-164,2%
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	98.158.576	-116,1%	86.701.644	-140,2%

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

Importes antes de impuestos	01-01-2017 31-12-2017			01-01-2016 31-12-2016		
	Importe antes de impuestos	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos	Importe antes de impuestos	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Cobertura de flujo de efectivo.			0	(11.899.405)		(11.899.405)
Diferencia de cambio por conversión.	(8.685.202)		(8.685.202)	(10.439.928)		(10.439.928)
Ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	(866.674)	234.001	(632.673)	(782.954)	211.433	(571.521)
Total		234.001		211.433		

30.- GANANCIAS POR ACCION.

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	01-01-2017 31-12-2017	01-01-2016 31-12-2016
	M\$	M\$
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	179.105.263	177.089.879
Ganancia (pérdida) por acción básica y diluidas en operaciones continuadas.	89,56	88,75
Cantidad de acciones	1.999.743.052	1.995.317.064

No existen transacciones o conceptos que generen efecto dilutivo.

31.- INFORMACION POR SEGMENTO.

31.1.- 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, servicios e inversiones).

Los segmentos operativos reportables derivan sus ingresos principalmente de la distribución, transmisión y generación eléctrica y venta de gas natural (esta última actividad escindida con fecha 14 de Octubre de 2016 a CGE Gas Natural S.A.). 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.

La información por segmentos que se entrega al comité ejecutivo estratégico de los segmentos reportables a nivel de estado de situación, estado de resultados por función y el estado de flujo de efectivo por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es la siguiente:

:

31.2.- Cuadros patrimoniales.

31.2.1.- Activos por segmentos.

ACTIVOS	Eléctrico		Servicios		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
ACTIVOS CORRIENTES								
Efectivo y equivalentes al efectivo.	6.501.984	108.335.392	716.188	614.634			7.218.172	108.950.026
Otros activos no financieros.	2.096.193	1.115.879	26.373	380.246			2.122.566	1.496.125
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	437.091.967	338.728.687	6.808.511	5.725.620			443.900.478	344.454.307
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	58.941.321	84.806.257	21.635.660	35.088.504	(76.841.222)	(117.291.421)	3.735.759	2.603.340
Inventarios.	3.295.316	3.348.362	26.793.183	16.119.013		(4)	30.088.499	19.467.371
Activos por impuestos.	41.747.196	30.948.826	556.354	193.352	(3.498.840)	(8.786.020)	38.804.710	22.356.158
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.	549.673.977	567.283.403	56.536.269	58.121.369	(80.340.062)	(126.077.445)	525.870.184	499.327.327
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.	653.435	545.145					653.435	545.145
Total activos corrientes	550.327.412	567.828.548	56.536.269	58.121.369	(80.340.062)	(126.077.445)	526.523.619	499.872.472
ACTIVOS NO CORRIENTES								
Otros activos financieros.	175.001	175.001					175.001	175.001
Otros activos no financieros.	40.090	85.090					40.090	85.090
Cuentas por cobrar.	16.875.339	16.538.198	859.555	1.044.657			17.734.894	17.582.855
Inventario.			1.144.803	1.489.701		1.278	1.146.081	1.489.701
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	25.654.892	20.007.250			(25.654.892)	(20.007.250)	0	0
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	426.291.838	1.242.465.183		46.099	(410.424.601)	(1.227.180.564)	15.867.237	15.330.718
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	852.994.456	852.408.303	28.264.649	27.583.419			881.259.105	879.991.722
Plusvalía.	218.067.233	218.067.233					218.067.233	218.067.233
Propiedades, planta y equipo.	1.733.547.464	1.640.041.620	50.897.240	53.107.802			1.784.444.704	1.693.149.422
Propiedad de inversión.	6.170.240	6.170.241	3.558.955	3.471.448			9.729.195	9.641.689
Activos por impuestos diferidos.	2.583.536	3.285.263	6.036.411	6.577.108			8.619.947	9.862.371
Total activos no corrientes	3.282.400.089	3.999.243.382	90.761.613	93.320.234	(436.078.215)	(1.247.187.814)	2.937.083.487	2.845.375.802
TOTAL ACTIVOS	3.832.727.501	4.567.071.930	147.297.882	151.441.603	(516.418.277)	(1.373.265.259)	3.463.607.106	3.345.248.274

31.2.2.- Pasivos y Patrimonio por segmentos.

PASIVOS	Eléctrico		Servicios		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
PASIVOS CORRIENTES								
Otros pasivos financieros.	306.633.574	72.187.597	4.070.557	5.021.499			310.704.131	77.209.096
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	276.514.646	256.243.130	15.014.302	22.643.192	(43.289)	(88.006)	291.485.659	278.798.316
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	107.343.781	207.144.445	17.343.398	2.073.339	(76.797.933)	(117.203.415)	47.889.246	92.014.369
Otras provisiones.	21.042.330	12.020.300	1.010.644	1.907.204			22.052.974	13.927.504
Pasivos por impuestos.	3.141.265	7.548.864	357.575	1.237.156	(3.498.840)	(8.786.020)	0	0
Provisiones por beneficios a los empleados.	16.569	20.867					16.569	20.867
Otros pasivos no financieros.	4.600.398	3.082.262	2.790.554	248.790			7.390.952	3.331.052
Total pasivos corrientes	719.292.563	558.247.465	40.587.030	33.131.180	(80.340.062)	(126.077.441)	679.539.531	465.301.204
PASIVOS NO CORRIENTES								
Otros pasivos financieros.	825.608.903	977.361.556	11.754	4.013.458			825.620.657	981.375.014
Cuentas por pagar.	3.873.367	1.127.797				(35.751)	3.873.367	1.092.046
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	50.865.242		20.007.000	19.971.499	(25.654.892)	(19.971.499)	45.217.350	0
Otras provisiones.	1.027.092	1.675.753					1.027.092	1.675.753
Pasivo por impuestos diferidos.	143.090.057	245.344.888	1.424.241	1.713.266			144.514.298	247.058.154
Provisiones por beneficios a los empleados.	30.883.268	32.219.094	1.764.098	1.814.980			32.647.366	34.034.074
Otros pasivos no financieros.	11.843.824	7.045.794					11.843.824	7.045.794
Total pasivos no corrientes	1.067.191.753	1.264.774.882	23.207.093	27.513.203	(25.654.892)	(20.007.250)	1.064.743.954	1.272.280.835
TOTAL PASIVOS	1.786.484.316	1.823.022.347	63.794.123	60.644.383	(105.994.954)	(146.084.691)	1.744.283.485	1.737.582.039
PATRIMONIO								
Capital emitido.	1.681.478.535	2.160.882.733	111.528.883	123.029.682	(267.955.367)	(764.672.426)	1.525.052.051	1.519.239.989
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	422.406.001	268.266.788	(41.200.854)	(45.850.003)	(130.567.402)	(96.738.907)	250.637.745	125.677.878
Primas de emisión.	356.145	2.954.384	954	954	(357.099)	(2.955.338)	0	0
Acciones propias en cartera.	(4.950.658)	(4.474.979)				(38.198)	(4.950.658)	(4.513.177)
Otras reservas.	(101.526.420)	252.507.183	12.595.587	13.083.763	(22.485.762)	(370.184.904)	(111.416.595)	(104.593.958)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.	1.997.763.603	2.680.136.109	82.924.570	90.264.396	(421.365.630)	(1.234.589.773)	1.659.322.543	1.535.810.732
Participaciones no controladoras.	48.479.582	63.913.474	579.189	532.824	10.942.307	7.409.205	60.001.078	71.855.503
Total patrimonio	2.046.243.185	2.744.049.583	83.503.759	90.797.220	(410.423.323)	(1.227.180.568)	1.719.323.621	1.607.666.235
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	3.832.727.501	4.567.071.930	147.297.882	151.441.603	(516.418.277)	(1.373.265.259)	3.463.607.106	3.345.248.274

31.3.- Cuadros de resultados por segmentos.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Eléctrico		Gas		Servicios		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	01-01-2017	01-01-2016	01-01-2017	01-01-2016	01-01-2017	01-01-2016	01-01-2017	01-01-2016	01-01-2017	01-01-2016
	31-12-2017	31-12-2016	31-12-2017	31-12-2016	31-12-2017	31-12-2016	31-12-2017	31-12-2016	31-12-2017	31-12-2016
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	1.674.497.911	1.620.306.546			95.380.003	118.217.082	(54.819.327)	(70.892.705)	1.715.058.587	1.667.630.923
Costo de ventas	(1.358.570.328)	(1.324.659.213)			(75.856.296)	(97.496.596)	17.896.372	38.832.847	(1.416.530.252)	(1.383.322.962)
Ganancia bruta	315.927.583	295.647.333	0	0	19.523.707	20.720.486	(36.922.955)	(32.059.858)	298.528.335	284.307.961
Otros ingresos, por función.	7.589.805	11.031.444					(6.597.543)	(9.147.258)	992.262	1.884.186
Gasto de administración.	(201.883.832)	(158.079.174)			(8.431.621)	(15.077.098)	43.520.498	41.207.116	(166.794.955)	(131.949.156)
Otros gastos, por función.	(8.505.102)	(7.143.303)							(8.505.102)	(7.143.303)
Otras ganancias (pérdidas).	7.004.031	7.375.269			559.005	1.739.246			7.563.036	9.114.515
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	120.132.485	148.831.569	0	0	11.651.091	7.382.634	0	0	131.783.576	156.214.203
Ingresos financieros.	7.875.380	20.469.970			781.235	1.303.306	(5.402.785)	(6.665.252)	3.253.830	15.108.024
Costos financieros.	(57.678.787)	(94.767.088)			(2.061.778)	(1.649.610)	5.402.785	6.665.252	(54.337.780)	(89.751.446)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	61.994.100	135.030.010				517	(49.762.162)	(128.924.581)	12.231.938	6.105.946
Diferencias de cambio.	(988.810)	(14.323.968)			93.519	(87.963)		(6)	(895.291)	(14.411.937)
Resultados por unidades de reajuste.	(7.540.639)	(11.516.326)			43.113	85.224			(7.497.526)	(11.431.102)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	123.793.729	183.724.167	0	0	10.507.180	7.034.108	(49.762.162)	(128.924.587)	84.538.747	61.833.688
Gasto por impuestos a las ganancias.	100.013.125	88.506.364			(1.854.549)	(1.804.720)			98.158.576	86.701.644
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.	223.806.854	272.230.531	0	0	8.652.631	5.229.388	(49.762.162)	(128.924.587)	182.697.323	148.535.332
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.		28.140.127		56.703.081					0	84.843.208
Ganancia (pérdida)	223.806.854	300.370.658	0	56.703.081	8.652.631	5.229.388	(49.762.162)	(128.924.587)	182.697.323	233.378.540
Ganancia (pérdida) atribuible a										
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	220.896.342	263.978.647		29.780.273	8.574.752	5.777.599	(50.365.831)	(122.446.640)	179.105.263	177.089.879
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras.	2.910.512	36.392.011		26.922.808	77.879	(548.211)	603.669	(6.477.947)	3.592.060	56.288.661
Ganancia (pérdida)	223.806.854	300.370.658	0	56.703.081	8.652.631	5.229.388	(49.762.162)	(128.924.587)	182.697.323	233.378.540
Depreciación y Amortización										
Depreciación	56.720.402	55.234.443			2.487.797	3.472.122			59.208.199	58.706.565
Amortización	811.479	(3.650.342)			5.986.619	4.578.862			6.798.098	928.520
EBITDA	170.660.335	193.040.401	0	0	19.566.502	13.694.372	0	0	190.226.837	206.734.773

31.4.- Cuadros de resultados por segmentos geográficos.

Información de segmentos por áreas geográficas	Chile		Argentina		Consolidado	
	01-01-2017	01-01-2016	01-01-2017	01-01-2016	01-01-2017	01-01-2016
	31-12-2017	31-12-2016	31-12-2017	31-12-2016	31-12-2017	31-12-2016
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	1.624.971.870	1.603.976.461	90.086.717	63.654.462	1.715.058.587	1.667.630.923

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

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	Eléctrico		Gas		Servicios		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	01-01-2017	01-01-2016	01-01-2017	01-01-2016	01-01-2017	01-01-2016	01-01-2017	01-01-2016	01-01-2017	01-01-2016
	31-12-2017	31-12-2016	31-12-2017	31-12-2016	31-12-2017	31-12-2016	31-12-2017	31-12-2016	31-12-2017	31-12-2016
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación.	19.290.045	317.448.226			(7.844.282)	15.852.832	(3.126.871)	(15.647.365)	8.318.892	317.653.693
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión.	(209.177.002)	(54.567.912)		(21.949.482)	(9.650.236)	(7.798.892)	34.446.990	(47.100.589)	(184.380.248)	(131.416.875)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación.	89.276.690	(191.889.066)			17.635.329	(8.193.042)	(32.210.865)	62.747.954	74.701.154	(137.334.154)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios	(100.610.267)	70.991.248	0	(21.949.482)	140.811	(139.102)	(890.746)	0	(101.360.202)	48.902.664
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.	(332.395)	(55.563)			(39.257)	(35.559)			(371.652)	(91.122)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	(100.942.662)	70.935.685	0	(21.949.482)	101.554	(174.661)	(890.746)	0	(101.731.854)	48.811.542
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo o ejercicio.	108.335.392	37.399.707		21.949.482	614.634	789.295			108.950.026	60.138.484
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo o ejercicio	7.392.730	108.335.392	0	0	716.188	614.634	(890.746)	0	7.218.172	108.950.026

32.- SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA.

32.1.- Resumen de saldos en moneda extranjera.

Saldos al 31 de diciembre de 2017.

Resumen moneda extranjera	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes				Total activos 31-12-2017 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 \$	1.137.995	1.137.995		1.137.995				0	1.137.995
Activos corrientes	AR \$	76.685.926	17.008.232	25.948.091	42.956.323	860.247		32.869.356	33.729.603	76.685.926
Activos corrientes	EUR \$	30.847	30.847		30.847				0	30.847
Total activos en moneda extranjera	M/e	77.854.768	18.177.074	25.948.091	44.125.165	860.247	0	32.869.356	33.729.603	77.854.768
Pasivos corrientes	US \$	514.131	514.131		514.131				0	514.131
Pasivos corrientes	AR \$	58.390.972	31.797.686	12.474.252	44.271.938	12.529.931		1.589.103	14.119.034	58.390.972
Pasivos corrientes	EUR \$	5.453	5.453		5.453				0	5.453
Total pasivos en moneda extranjera	M/e	58.910.556	32.317.270	12.474.252	44.791.522	12.529.931	0	1.589.103	14.119.034	58.910.556

Saldos al 31 de diciembre de 2016.

Resumen moneda extranjera	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes				Total activos 31-12-2016 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 \$	837.625	837.625		837.625				0	837.625
Activos corrientes	AR \$	73.236.649	15.519.904	23.496.597	39.016.501	448.715		33.771.433	34.220.148	73.236.649
Activos corrientes	EUR \$	53.753	53.753		53.753				0	53.753
Total activos en moneda extranjera	M/e	74.128.027	16.411.282	23.496.597	39.907.879	448.715	0	33.771.433	34.220.148	74.128.027
Pasivos corrientes	US \$	629.194	629.194		629.194				0	629.194
Pasivos corrientes	AR \$	57.963.183	33.460.546	10.174.027	43.634.573	12.832.247		1.496.363	14.328.610	57.963.183
Pasivos corrientes	EUR \$	48.852	48.852		48.852				0	48.852
Total pasivos en moneda extranjera	M/e	58.641.229	34.138.592	10.174.027	44.312.619	12.832.247	0	1.496.363	14.328.610	58.641.229

32.2.- Saldos en moneda extranjera, activos.

Saldos al 31 de diciembre de 2017.

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 31-12-2017 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 \$	758.951	758.951		758.951				0	758.951
Efectivo y equivalentes al efectivo.	AR \$	3.108.286	3.108.286		3.108.286				0	3.108.286
Efectivo y equivalentes al efectivo.	EUR \$	662	662		662				0	662
Otros activos no financieros.	AR \$	626.329	500.844	125.485	626.329				0	626.329
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	AR \$	36.837.093	13.398.440	23.438.653	36.837.093				0	36.837.093
Inventarios.	US \$	379.044	379.044		379.044				0	379.044
Inventarios.	AR \$	2.383.953		2.383.953	2.383.953				0	2.383.953
Inventarios.	EUR \$	30.847	30.847		30.847				0	30.847
Derechos por cobrar.	AR \$	860.247			0	860.247			860.247	860.247
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	AR \$	30.285.820			0			30.285.820	30.285.820	30.285.820
Activos por impuestos diferidos.	AR \$	2.583.536			0			2.583.536	2.583.536	2.583.536
Total activos en moneda extranjera	M/e	77.854.768	18.177.074	25.948.091	44.125.165	860.247	0	32.869.356	33.729.603	77.854.768

Saldos al 31 de diciembre de 2016.

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 31-12-2016 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 \$	666.825	666.825		666.825				0	666.825
Efectivo y equivalentes al efectivo.	AR \$	1.612.673	1.612.673		1.612.673				0	1.612.673
Efectivo y equivalentes al efectivo.	EUR \$	303	303		303				0	303
Otros activos no financieros.	AR \$	538.787	238.775	300.012	538.787				0	538.787
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	AR \$	33.962.896	13.668.153	20.294.743	33.962.896				0	33.962.896
Inventarios.	US \$	170.800	170.800		170.800				0	170.800
Inventarios.	AR \$	2.901.842		2.901.842	2.901.842				0	2.901.842
Inventarios.	EUR \$	53.753	53.753		53.753				0	53.753
Derechos por cobrar.	AR \$	448.715			0	448.715			448.715	448.715
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	AR \$	30.508.727			0			30.508.727	30.508.727	30.508.727
Activos por impuestos diferidos.	AR \$	3.262.706			0			3.262.706	3.262.706	3.262.706
Total activos en moneda extranjera	M/e	74.128.027	16.411.282	23.496.597	39.907.879	448.715	0	33.771.433	34.220.148	74.128.027

32.3.- Saldos en moneda extranjera, pasivos.

Saldos al 31 de diciembre de 2017.

Detalle moneda extranjera - pasivos corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes				Total pasivos 31-12-2017 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 \$	11.835.620		11.835.620	11.835.620				0	11.835.620
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	US \$	514.131	514.131		514.131				0	514.131
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	AR \$	31.797.686	31.797.686		31.797.686				0	31.797.686
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	EUR \$	5.453	5.453		5.453				0	5.453
Otras provisiones a corto plazo.	AR \$	638.195		638.195	638.195				0	638.195
Pasivos financieros.	AR \$	11.848.327			0	11.848.327			11.848.327	11.848.327
Otras provisiones	AR \$	681.604			0	681.604			681.604	681.604
Provisión por beneficio a los empleados	AR \$	1.589.103			0			1.589.103	1.589.103	1.589.103
Otros pasivos no financieros.	AR \$	437		437	437				0	437
Total pasivos en moneda extranjera		58.910.556	32.317.270	12.474.252	44.791.522	12.529.931	0	1.589.103	14.119.034	58.910.556

Saldos al 31 de diciembre de 2016.

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 31-12-2016 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 \$	9.813.637		9.813.637	9.813.637				0	9.813.637
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	US \$	629.194	629.194		629.194				0	629.194
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	AR \$	33.460.546	33.460.546		33.460.546				0	33.460.546
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	EUR \$	48.852	48.852		48.852				0	48.852
Otras provisiones a corto plazo.	AR \$	359.601		359.601	359.601				0	359.601
Pasivos financieros.	AR \$	12.288.698			0	12.288.698			12.288.698	12.288.698
Otras provisiones	AR \$	543.549			0	543.549			543.549	543.549
Provisión por beneficio a los empleados	AR \$	1.496.363			0			1.496.363	1.496.363	1.496.363
Otros pasivos no financieros.	AR \$	789		789	789				0	789
Total pasivos en moneda extranjera		58.641.229	34.138.592	10.174.027	44.312.619	12.832.247	0	1.496.363	14.328.610	58.641.229

33.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS

33.1.- Juicios y otras acciones legales.

Empresa Eléctrica de Arica S.A.

33.1.1.-	Nombre del Juicio:	“Yampara Ortiga y Otros con Emelari y Otros”
	Fecha:	1 de abril de 2011.
	Tribunal:	6° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol:	27.343-2011
	Materia:	Accidente eléctrico provocó el fallecimiento de dos personas en faenas agrícolas.
	Cuantía:	M\$ 808.900.
	Estado:	Con fecha 20 de marzo de 2015, se dictó sentencia de primera instancia que rechazó la demanda respecto de Emelari, acogiéndola solo respecto del demandado Manuel Palza Bravo, fijando un monto de indemnización de M\$ 150.000. Con fecha 5 de mayo de 2015, dicho demandado presentó un recurso de apelación en la Corte de Apelaciones de Santiago, el que fue acogido, condenando solidariamente a los demandados por la cantidad de M\$280.000. Con fecha 6 de marzo de 2017, se presentó un recurso de casación en el fondo ante la Corte Suprema, el que se encuentra pendiente de resolución.

Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.:

33.1.2.-	Nombre del Juicio:	“Icafal con Elecda”
	Fecha:	16 de mayo de 2017.
	Arbitro:	4° juzgado Civil de Antofagasta.
	Rol N°:	269-2016.
	Materia:	Indemnización de perjuicios por incumplimiento de contrato.
	Cuantía:	M\$ 1.050.577.
	Estado:	Etapas de discusión finalizada.

CGE como sucesora legal de Empresa Eléctrica Atacama S.A.:

33.1.3.-	Nombre del juicio:	“Sociedad Agrícola Iglesia Colorada con EMELAT”.
	Fecha:	14 de octubre de 2011
	Tribunal:	1° Juzgado Civil de Copiapó.
	Rol N°:	4281-2011.
	Materia:	Demanda civil de indemnización de perjuicios por suspensión de suministro.
	Cuantía:	M\$177.700
	Estado:	Etapas de prueba finalizada con diligencias pendientes.

CGE como sucesora legal de Empresa Eléctrica Atacama S.A. como demandante:

33.1.4.- Nombre del juicio: "EMELAT con Sociedad Contractual Minera KOZAN".
Fecha de inicio: 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: Etapa de discusión finalizada.

CGE como sucesora legal de Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.:

33.1.5.- Nombre del juicio: "Ahumada con CONAFE".
Fecha: 8 de septiembre de 2011.
Tribunal: 1er. Juzgado Civil de Viña del Mar.
Rol N°: 7156-2011
Materia: Indemnización de perjuicios provocados por incendio que el demandante atribuye a falla de instalaciones de CONAFE.
Cuantía: M\$ 190.000.
Estado: Etapa de prueba.

33.1.6.- Nombre del Juicio: "Lobos con servicios topográficos y CONAFE".
Fecha inicio: 16 de septiembre de 2014.
Tribunal: Juzgado de Letras de Casablanca.
Rol N°: 898-2014
Materia: Indemnización de perjuicios por fallecimiento de tercero en accidente eléctrico.
Cuantía: M\$ 258.100.
Estado: Con fecha 28 de agosto de 2017, se condenó a la demandada al pago de M\$80.000, Con fecha 16 de octubre de 2017, la demandada presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Valparaíso, el que se encuentra pendiente de resolución.

33.1.7.- Nombre del Juicio: "Fisco con CONAFE".
Fecha inicio: 20 de julio de 2016.
Tribunal: 1° Juzgado de letras de La Serena.
Rol N°: 2403-2016
Materia: Cobro de pesos basada en que el año 2012 la Dirección de Vialidad Quinta Región habría asumido el costo de traslado de instalaciones de CONAFE que no le correspondería asumir.
Cuantía: M\$ 852.009.
Estado: Etapa de prueba finalizada con diligencias pendientes.

33.1.8.- Nombre del Juicio: "Fisco con CONAFE".
Fecha inicio: 24 de agosto de 2016.
Tribunal: 1° Juzgado de letras de La Serena.
Rol N°: 2404-2016

- Materia: Cobro de pesos basada en que el año 2013 la Dirección de Vialidad Quinta Región habría asumido el costo de traslado de instalaciones de CONAFE que no le correspondería asumir.
- Cuantía: M\$ 192.020.
- Estado: Etapa de discusión finalizada.
- 33.1.9.- Nombre del Juicio: "Bauer con CONAFE".
- Fecha inicio: 18 de enero de 2017.
- Tribunal: 3° Juzgado Civil de Viña del Mar.
- Rol N°: 4702-2016
- Materia: Indemnización de perjuicios por incendio en el predio de la demandante.
- Cuantía: M\$ 179.000.
- Estado: Etapa de prueba finalizada con diligencias pendientes.
- 33.1.10.- Nombre del Juicio: "Sernac con CONAFE".
- Fecha inicio: 11 de septiembre de 2017.
- Tribunal: 3° Juzgado Civil de Viña del Mar.
- Rol N°: 3070-2017
- Materia: Demanda Colectiva por Vulneración de los Derechos de los Consumidores por efectos de los temporales de junio de 2017 que afectaron a la zona centro y sur del país.
- Cuantía: Indeterminada.
- Estado: Etapa de discusión.
- 33.1.11.- Nombre del Juicio: "Lobos con servicios topográficos y CONAFE".
- Fecha inicio: 17 de noviembre de 2017.
- Tribunal: Juzgado de Letras de Casablanca.
- Rol N°: 1589-2017
- Materia: Indemnización de perjuicios por fallecimiento de tercero en accidente eléctrico (hijos).
- Cuantía: 400.000.
- Estado: Etapa de discusión.

CGE como sucesora legal de CGE Distribución S.A.:

- 33.1.12.- Nombre del Juicio: "Robles con CGE Distribución S.A."
- Fecha: 19 de marzo de 2014.
- Tribunal: 1° Juzgado de Letras en lo Civil de Talca.
- Rol N°: 784-2015.
- Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en Cuesta Los Leones, comuna de Pencahue.
- Cuantía: M\$ 2.009.550.
- Estado: Etapa de prueba finalizada con diligencias pendientes.
- 33.1.13.- Nombre del Juicio: "Chilena Consolidada con CGE Distribución S.A."
- Fecha: 6 de abril de 2015.
- Tribunal: 19° juzgado de Civil de Santiago.
- Rol N°: 3.227-2015.
- Materia: Acción de cobro de la indemnización pagada al asegurado Indura S.A. como consecuencia de un contrato de seguro por

		un corte total de suministro de fecha 24 de septiembre de 2011.
	Cuantía:	MUS\$546.
	Estado:	Con fecha 4 de octubre se citó a las partes a oír sentencia.
33.1.14.-	Nombre del Juicio:	“Plaza con CGE Distribución S.A.”
	Fecha:	14 de mayo de 2015.
	Tribunal:	1° Juzgado Civil de Talca.
	Rol N°:	1.407-2015.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en predio de la demandante.
	Cuantía:	M\$ 2.836.487.
	Estado:	Etapas de prueba.
33.1.15.-	Nombre del Juicio:	“Forestal Los Molinos con CGE Distribución S.A.”
	Fecha:	13 de agosto de 2015.
	Tribunal:	3° Juzgado Civil de Talca.
	Rol N°:	1.688-2015.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en predio de la demandante.
	Cuantía:	M\$ 448.914.
	Estado:	Etapas de discusión finalizada.
33.1.16.-	Nombre del Juicio:	“Pérez con CGE Distribución S.A.”
	Fecha:	13 de agosto de 2015.
	Tribunal:	4° Juzgado Civil de Talca.
	Rol N°:	1.684-2015.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en inmueble de la demandante.
	Cuantía:	M\$ 698.628.
	Estado:	Etapas de discusión finalizada.
33.1.17.-	Nombre del Juicio:	“Oficina de Propiedades Ossandón con CGE Distribución S.A.”
	Fecha:	09 de septiembre de 2015.
	Tribunal:	27° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°:	7.482-2015.
	Materia:	Indemnización de perjuicios por incendio en inmueble de la demandante.
	Cuantía:	M\$ 1.929.826.
	Estado:	Etapas de discusión finalizada.
33.1.18.-	Nombre del Juicio:	“Sanhueza con Municipalidad de Hualqui y CGE Distribución S.A.”
	Fecha:	8 de septiembre de 2016.
	Tribunal:	3° Juzgado Civil de Concepción.
	Rol N°:	4098-2016.
	Materia:	Indemnización de perjuicios por accidente eléctrico que provocó el fallecimiento de una persona.
	Cuantía:	M\$1.500.000.
	Estado:	Con fecha 2 de septiembre de 2017, se rechazó la demanda en todas sus partes. Con fecha 25 de septiembre de 2017, la demandante presentó un recurso de apelación ante la Corte

de Apelaciones de Concepción, el que se encuentra pendiente de resolución.

- 33.1.19.- Nombre del Juicio: "Soc. Agrícola Santa Elba con CGE Distribución S.A."
Fecha: 19 de octubre de 2016.
Tribunal: 10° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 22.696-2016.
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en la comuna de Codehua.
Cuantía: M\$ 573.000.
Estado: Con fecha 23 de agosto de 2017, se citó a las partes a oír sentencia.
- 33.1.20.- Nombre del Juicio: "Grasco con CGE Distribución S.A."
Fecha: 31 de enero de 2017.
Tribunal: 21° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 31.376-2016.
Materia: Indemnización de perjuicios por supuestas variaciones de voltaje en industria de la demandante.
Cuantía: M\$ 657.151.
Estado: Etapa de discusión finalizada.
- 33.1.21.- Nombre del Juicio: "Alliende con CGE Distribución S.A. ."
Fecha: 7 de marzo de 2017.
Tribunal: Juzgado de Letras de Litueche.
Rol N°: 14-2017.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en comuna de Navidad.
Cuantía: M\$ 378.400.
Estado: Etapa de discusión finalizada.
- 33.1.22.- Nombre del Juicio: "Inmobiliaria del Carmen y otro con CGE Distribución S.A."
Fecha: 6 de junio de 2017.
Tribunal: Juzgado de Santa Cruz.
Rol N°: 811-2017.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Nilahue Baraona.
Cuantía: M\$ 4.338.530.
Estado: Etapa de discusión finalizada.
- 33.1.23.- Nombre del Juicio: "Echaurreny otros con CGE Distribución S.A. "
Fecha: 2 de agosto de 2017.
Tribunal: 23° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 19313-2017.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Cuesta Los Elefantes, comuna de Curepto.
Cuantía: M\$ 242.696.
Estado: Demanda presentada sin notificar.
- 33.1.24.- Nombre del Juicio: "Vergara y otros con CGE Distribución S.A. "
Fecha: 2 de agosto de 2017.
Tribunal: 14° Juzgado Civil de Santiago.

	Rol Nº:	19320-2017.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Cuesta Los Elefantes.
	Cuantía:	M\$ 366.055.
	Estado:	Demanda presentada sin notificar.
33.1.25-	Nombre del Juicio:	“Sunenerggreen con CGE Distribución S.A. ”
	Fecha:	20 de julio de 2017.
	Tribunal:	3º Juzgado Civil de Santiago.
	Rol Nº:	9598-2017.
	Materia:	Demanda por indemnización de perjuicios extracontractuales presentada por un Pequeño Medio de Generación Distribuido supuestamente afectado en su etapa previa a la conexión del servicio eléctrico.
	Cuantía:	M\$ 2.300.000.
	Estado:	Etapas de discusión finalizada.
33.1.26-	Nombre del Juicio:	“Palomino y otros con CGE Distribución S.A. ”
	Fecha:	20 de julio de 2017.
	Tribunal:	18º Juzgado Civil de Santiago.
	Rol Nº:	18528-2017.
	Materia:	Demanda Colectiva por Vulneración de los Derechos de los Consumidores por Efectos del Temporal de fecha 2 de abril de 2016 en la comuna de Talagante.
	Cuantía:	Indeterminada.
	Estado:	Etapas de admisibilidad.
33.1.27-	Nombre del Juicio:	“Lobos con CGE Distribución S.A. y Aescor”
	Fecha:	27 de septiembre de 2017.
	Tribunal:	2º Juzgado de Letras de San Fernando.
	Rol Nº:	1204-2017.
	Materia:	Indemnización de perjuicios por accidente eléctrico.
	Cuantía:	M\$ 220.000.
	Estado:	Etapas de discusión.
33.1.28-	Nombre del Juicio:	“Valdés con CGE Distribución S.A. ”
	Fecha:	1 de agosto de 2017.
	Tribunal:	3º Juzgado Civil de Talca.
	Rol Nº:	1069-2017.
	Materia:	Indemnización de perjuicios por eventuales deficiencias en suministro eléctrico.
	Cuantía:	M\$ 800.000.
	Estado:	Etapas de discusión.
33.1.29-	Nombre del Juicio:	“Sernac con CGE Distribución S.A. ”
	Fecha:	11 de septiembre de 2017.
	Tribunal:	11º Juzgado Civil de Santiago.
	Rol Nº:	18943-2017.
	Materia:	Demanda Colectiva por Vulneración de los Derechos de los Consumidores por Efectos de los temporales de junio y julio de 2017 que afectaron a la zona centro y sur del país.
	Cuantía:	Indeterminada.
	Estado:	Etapas de conciliación finalizada.

- 33.1.30- Nombre del Juicio: "Benítez con CGE Distribución S.A. "
Fecha: 01 de agosto de 2017.
Tribunal: 1° Juzgado Civil de Temuco.
Rol N°: 1020-2017.
Materia: Indemnización de perjuicio por fallecimiento de tercero en accidente eléctrico.
Cuantía: M\$ 251.000.
Estado: Etapa de discusión.
- 33.1.31- Nombre del Juicio: "Espinoza con CGE Distribución S.A. "
Fecha: 07 de marzo de 2017.
Tribunal: Juzgado de Peralillo.
Rol N°: 81-2017.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Nilahue Baraona.
Cuantía: M\$ 2.393.800.
Estado: Demanda presentada sin notificar.
- 33.1.32- Nombre del Juicio: "Agrícola las Pataguas y otros con CGE Distribución S.A."
Fecha: 20 de noviembre de 2017.
Tribunal: Juzgado de letras de Santa Cruz.
Rol N°: 1348-2017.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Nilahue Baraona.
Cuantía: M\$ 19.338.938.
Estado: Etapa de discusión.
- 33.1.33- Nombre del Juicio: "Agrícola El Carrizal con CGE Distribución S.A."
Fecha: 20 de noviembre de 2017.
Tribunal: Juzgado Letras de Santa Cruz.
Rol N°: 1349-2017.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Carrizal.
Cuantía: M\$ 1.769.569.
Estado: Etapa de discusión.
- 33.1.34- Nombre del Juicio: "Gonzalez con CGE Distribución S.A."
Fecha: 6 de noviembre de 2017.
Tribunal: 9° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 31461-2017.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Cuesta los Elefantes, comuna de Curepto.
Cuantía: M\$ 232.846.
Estado: Demanda presentada sin notificar.
- 33.1.35- Nombre del Juicio: "Díaz con CGE Distribución S.A."
Fecha: 6 de noviembre de 2017.
Tribunal: 25° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 31457-2017.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Cuesta los Elefantes, comuna de Curepto.

- Cuantía: M\$ 229.846.
Estado: Demanda presentada sin notificar.
- 33.1.36- Nombre del Juicio: “Concha con CGE Distribución S.A.”
Fecha: 6 de noviembre de 2017.
Tribunal: 27° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 31458-2017.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Cuesta los Elefantes, comuna de Curepto.
Cuantía: M\$ 225.816.
Estado: Demanda presentada sin notificar.
- 33.1.37- Nombre del Juicio: “Robles Sepúlveda, Paola y otros con CGE Distribución S.A.”
Fecha: 29 de octubre de 2016.
Tribunal: 1° Juzgado Civil de Temuco.
Rol N°: 5492-2016.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por corte de suministro en hospital.
Cuantía: M\$ 350.000.
Estado: Etapa de discusión.
- 33.1.38- Nombre del Juicio: “Ahumada con Cámara Chilena de la Construcción y CGE Distribución S.A.”
Fecha: 6 de noviembre de 2017.
Tribunal: 27° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 21158-2016.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por fallecimiento de tercero en accidente eléctrico.
Cuantía: M\$ 1.000.000.
Estado: Etapa de discusión.
- 33.1.39- Nombre del Juicio: “Inversiones, Asesorías y Capacitación Castellano Limitada con CGE Distribución S.A.”
Fecha: 4 de diciembre de 2017.
Tribunal: 28° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 22726-2017.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en la comuna de Litueche.
Cuantía: M\$ 150.000.
Estado: Etapa de discusión.
- 33.1.40- Nombre del Juicio: “Serafin con CGE Distribución S.A.”
Fecha: 20 de octubre de 2017.
Tribunal: 1° Juzgado Civil de Talca.
Rol N°: 2260-2017.
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio en predio de la demandante.
Cuantía: M\$ 312.773.
Estado: Etapa de discusión.

CGE como sucesora legal de CGE Distribución como demandante:

- 33.1.41.- Nombre del Juicio: “CGE Distribución S.A. con Municipalidad de Talagante.”
Fecha: 30 de junio de 2014.

Tribunal: 1° Juzgado civil de Talagante.
Rol N°: 640-2014.
Materia: Cumplimiento de contrato de reposición de luminarias para alumbrado público, con indemnización de perjuicios.
Cuantía: MUF 22,8.
Estado: Con fecha 7 de noviembre de 2016, se acogió la demanda de CGED y se rechazó la demanda reconvenicional presentada por la municipalidad. Con fecha 21 de abril de 2017, la Corte de Apelaciones de San Miguel, confirmó la sentencia de primera instancia, rebajando el monto de condena a UF 18.219. Con fecha 6 de junio de 2017, se presentaron recursos de casación en el fondo ante la Corte Suprema por ambas partes, los que se encuentran pendientes de resolución.

33.1.42.- Nombre del Juicio: "CGE Distribución S.A. con Soprole."
Fecha: 6 de mayo de 2015.
Tribunal: 24° Juzgado de Civil de Santiago.
Rol N°: 28.865-2014.
Materia: Demanda de Cumplimiento de contrato con indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 860.539.
Estado: Con fecha 29 de diciembre de 2016, la sentencia de primera instancia rechazó la demanda. Con fecha 19 de enero de 2017, la demandante presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que fue rechazado con fecha 24 de agosto de 2017. Con fecha 8 de septiembre de 2017, se presentó un recurso de casación en el fondo, el que se encuentra pendiente de resolución.

CGE como sucesora legal de Transnet S.A.

33.1.43.- Nombre del Juicio: "Sergio Lizardi con Transnet S.A."
Fecha: 25 de abril de 2016.
Tribunal: Segundo Juzgado Civil de La Serena.
Rol N°: 4432-2014
Materia: Acción reivindicatoria con indemnización de perjuicios por existencia de instalaciones de Transnet en la propiedad de la demandante.
Cuantía: M\$ 160.000.
Estado: Con fecha 13 de octubre de 2017, se citó a las partes a oír sentencia.

CGE S.A.

33.1.44.- Nombre del Juicio: "Bancalari con CGE S.A."
Fecha: 18 de diciembre de 2017.
Tribunal: 12° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 32645-2017
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio en las comunas de Chiguayante y Concepción.
Cuantía: M\$ 307.000.
Estado: Etapa de discusión.

33.2.- Sanciones administrativas:

Empresa Eléctrica de Iquique S.A.

- 33.2.1.- Mediante Resolución Exenta N° 11.756, de fecha 29 de diciembre de 2015, notificada a la sociedad con fecha 5 de enero de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustible impuso una multa de 953 UTM por incumplimiento de lo dispuesto por el artículo 130° del DFL N°4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción y 221°, 246° y 323° letra e), del D.S. N°327/97, del Ministerio de Minería por superar los índices de continuidad de suministro en algunos de sus alimentadores relativo al período diciembre 2013 a noviembre de 2014. Con fecha 12 de enero de 2016, se interpuso ante la misma Superintendencia un recurso de reposición, el que fue rechazado con fecha 3 de noviembre de 2017. Con fecha 15 de diciembre de 2017, se encuentra pendiente de resolución.
- 33.2.2.- Mediante Resolución Exenta N° 19.766, de fecha 1 de agosto de 2017, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 600 UTM por incumplimiento de lo dispuesto por el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctricos, por la demora de la reposición del suministro eléctrico durante la tormenta de viento y arena que afectó a la región con fecha 8 de julio de 2016. Con fecha 1 de agosto de 2017, se interpuso un recurso de reposición, el que fue rechazado. Con fecha 29 de septiembre de 2017, se interpuso un recurso de reclamación ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra pendiente de resolución.

Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.

- 33.2.3.- Mediante Resolución Exenta N° 11.753, de fecha 29 de diciembre de 2015, notificada a la sociedad con fecha 7 de enero de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 1.701 UTM por incumplimiento de lo dispuesto por el artículo 130° del DFL N°4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción y 221°, 246° y 323° letra e), del D.S. N°327/97, del Ministerio de Minería por superar los índices de indisponibilidad de suministro en alguno de sus alimentadores de período diciembre 2013 a noviembre 2014. Con fecha 14 de enero de 2016, se interpuso un recurso de reposición, el que fue rechazado con fecha 3 de noviembre de 2017. Con fecha 15 de diciembre de 2017, se interpuso un recurso de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Antofagasta, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 33.2.4.- Mediante Resolución Exenta N° 18.540, de fecha 12 de mayo de 2017, notificada con fecha 23 de mayo de 2017, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 2.400 UTM por incumplimiento de lo dispuesto por el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctricos, por una falla ocurrida en la línea Las Luces-Taltal. Con fecha 30 de mayo de 2017, se interpuso recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 33.2.5.- Mediante Resolución Exenta N° 16.598, de fecha 20 de diciembre de 2016, notificada con fecha 23 de diciembre de 2017, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 500 UTM por incumplimiento de lo dispuesto por el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctricos, por una falla ocurrida en el

alimentador Balmaceda de la ciudad de Calama. Con fecha 30 de mayo de 2017, se interpuso recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de resolución.

- 33.2.6.- Mediante Resolución Exenta N° 19.880, de fecha 9 de agosto de 2017, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 1000 UTM por incumplimiento de lo dispuesto por el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctricos, por una falla ocurrida en la línea 110 kV S/E Taltal. Con fecha 8 de agosto de 2017, se interpuso recurso de reposición, el que fue rechazado con fecha 4 de septiembre de 2017. Con fecha 29 de septiembre de 2017, se interpuso un recurso de reclamación ante el Corte de Apelaciones de Antofagasta, el que fue rechazado con fecha 25 de octubre de 2017. Actualmente se tramita el pago de la multa.

Ex -Empresa Eléctrica Atacama S.A.

- 33.2.7.- Mediante Resolución Exenta N° 11.755, de fecha 29 de diciembre de 2015, notificada a la sociedad con fecha 8 de enero de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 2.190 UTM por incumplimiento de lo dispuesto por el artículo 130° del DFL N°4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción y 221°, 246° y 323° letra e), del D.S. N°327/97, del Ministerio de Minería por superar los índices de indisponibilidad de suministro de algunos alimentadores en el período diciembre 2013 a noviembre 2014. Con fecha 15 de enero de 2016, se interpuso ante la misma Superintendencia un recurso de reposición, el que fue rechazado con fecha 3 de noviembre de 2017. En contra de dicha resolución se interpuso un recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 33.2.8.- Mediante Resolución Exenta N° 20.689, de fecha 4 de octubre de 2017, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 500 UTM por incumplimiento de lo dispuesto por el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctricos, por una falla ocurrida el día 3 de mayo de 2017, en el alimentador Torrealba, donde 3 conductores se cortaron por cauda no identificada. Con fecha 17 de octubre de 2017, se interpuso recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de resolución.

Empresa Eléctrica Transemel S.A.

- 33.2.9.- Mediante resolución exenta N° 6699, de fecha 15 de enero de 2015, SEC impuso una multa de 500 UTM a TRANSEMEL, por una falla verificada en la Línea 110 kV Córdones-Pacífico con fecha 15 de mayo de 2012. Con fecha 29 de enero de 2015, se interpuso un recurso de reposición ante la SEC. Con fecha 3 de noviembre 2015, se rechazó el recurso de reposición interpuesto. Se encuentra pendiente el pago de esta multa.

CGE Distribución S.A.

- 33.2.10.- Con fecha 16 de septiembre de 2015, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), mediante Resolución Exenta N° 10.181-2015, aplicó multa a CGED por superación máxima de interrupciones por demora en la reposición del servicio y falta de atención de reclamos con ocasión de temporal de viento y lluvia de julio de 2015, ascendente a 40.000 UTM. Con fecha 24 de septiembre de 2015 se interpuso un recurso de reposición, el que fue rechazado con fecha 2 de noviembre de 2016.

Con fecha 25 de noviembre de 2016, se interpuso recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago. Con fecha 14 de septiembre de 2017, la Corte de Apelaciones referida acogió el recurso, rebajando la multa a 30.000 UTM. Con fecha 28 de septiembre de 2017, CGED presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra pendiente de resolución.

- 33.2.11.- Mediante Resolución Exenta N° 11.629 de fecha 21 de diciembre de 2015, notificada la sociedad con fecha 30 de diciembre de 2015, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 32.056 UTM por incumplimiento de lo dispuesto por el artículo 130° del DFL N°4 de 2006, del Ministerio de Minería, Fomento y Reconstrucción y 221°, 246° y 323° de letra e), del D.S. N° 327/97, del Ministerio de Minería por superar los índices de indisponibilidad de suministro en algunos de sus alimentadores relativos al período diciembre de 2012 a noviembre de 2013. Con fecha 7 de enero de 2016, se presentó recurso de reposición, el que rechazado mediante resolución exenta N° 15.461 de fecha 30 de septiembre de 2016. Con fecha 24 de octubre de 2016, se presentó reclamación de ilegalidad en la Corte de Apelaciones de Santiago, el que fue rechazado con fecha 2 de junio de 2017. Con fecha 14 de junio de 2017 se interpuso recurso de apelación ante Corte Suprema, el que fue acogido con fecha 5 de diciembre de 2017, rebajando la multa a 20.000 UTM. Actualmente se encuentra proceso de pago.
- 33.2.12.- Mediante Resolución Exenta N° 11.749 de fecha 29 de diciembre de 2015, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 18.507 UTM por incumplimiento de lo dispuesto por el artículo 130° del DFL N°4 de 2006, del Ministerio de Minería, Fomento y Reconstrucción y 221°, 246° y 323° de letra e), del D.S. N° 327/97, del Ministerio de Minería por superar los índices de continuidad de suministro en algunos de sus alimentadores relativos al período diciembre de 2013 a noviembre de 2014 . Con fecha 14 de enero de 2016, se presentó recurso de reposición, el que fue rechazado con fecha 3 de noviembre de 2017. Con fecha 15 de diciembre de 2017, se interpuso recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 33.2.13.- Mediante Resolución Exenta N° 12.783 de fecha 22 de marzo de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 8.055 UTM por la superación de índices de interrupciones por demora en la reposición del servicio y falta de atención de reclamos con ocasión de temporal de viento y lluvia de agosto de 2015 en la Región de O'Higgins. Con fecha 6 de abril de 2016, se interpuso un recurso de reposición ante la misma Superintendencia, el que fue rechazado con fecha 23 de agosto de 2016. Con fecha 16 de septiembre de 2016, se presentó recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 33.2.14.- Mediante Resolución Exenta N° 12.782 de fecha 22 de marzo de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 20.000 UTM por la superación de índices de interrupciones por demora en la reposición del servicio y falta de atención de reclamos con ocasión de temporal de viento y lluvia de agosto de 2015 en la Región del Maule. Esta multa fue notificada con fecha 5 de abril de 2016. Con fecha 12 de abril de 2016, se interpuso un recurso de reposición ante la misma Superintendencia, el que fue rechazado con fecha 23 de agosto de 2016. Con fecha 16 de septiembre de 2016, se presentó recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra pendiente de resolución.

- 33.2.15.- Mediante Resolución Exenta N° 15.946 de fecha 4 de noviembre de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 10.000 UTM por incumplimiento en la prohibición de suspender el suministro eléctrico por deuda a centros de atención primaria de salud de la Municipalidad de Buin. Con fecha 22 de noviembre de 2016, se interpuso un recurso de reposición ante la misma Superintendencia, el que fue rechazado con fecha 6 de diciembre de 2016. Con fecha 27 de diciembre de 2016, se presentó un recurso de reclamación ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que fue acogido parcialmente con fecha 16 de mayo de 2017, rebajando la multa a 6.431 UTM. Con fecha 25 de mayo de 2017, la Superintendencia presentó recurso de apelación. Con fecha 14 de diciembre de 2017, la Corte Suprema acogió el recurso referido, restableciendo el valor de la multa. Se encuentra pendiente de pago.
- 33.2.16.- Mediante Resolución Exenta N° 17.791 de fecha 15 de marzo de 2017, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 1.000 UTM por Incumplimiento de los artículos 139°, de la LGSE; 205° del Reglamento de la LGSE; y 92° y 100.1°, dela norma 5 En. 71, sobre Instalaciones Eléctricas de Corrientes. por no mantener en buen estado la franja de seguridad de la línea. Con fecha 24 de marzo de 2017 se presentó recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 33.2.17.- Mediante Resolución Exenta N° 19.576 de fecha 19 de julio de 2017, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 1.000 UTM por Incumplimiento de los artículos 139°, de la LGSE; 205° del Reglamento de la LGSE; y 111° y 111.6°, dela norma 5 En. 71, sobre Instalaciones Eléctricas de Corrientes. por no mantener en buen estado la franja de seguridad de la línea. Con fecha 2 de agosto de 2017 se presentó recurso de reposición, el que fue acogido parcialmente con fecha 16 de octubre de 2017 se presentó recurso de reposición, el que fue acogido parcialmente con fecha 16 de octubre de 2017. Con fecha 10 de noviembre de 2017, se interpuso recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones, el que se encuentra en tramitación.
- 33.2.18.- Mediante Resolución Exenta N° 19.932 de fecha 17 de agosto de 2017, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 50.000 UTM por la superación de índices de interrupciones por demora en la reposición del servicio y falta de atención de reclamos con ocasión de temporal de viento y lluvia de junio de 2017 en la Región de O'Higgins. Con fecha 24 de agosto de 2017, se interpuso un recurso de reposición ante la misma Superintendencia, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 33.2.19.- Mediante Resolución Exenta N° 19.933 de fecha 17 de agosto de 2017, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 15.000 UTM por la superación de índices de interrupciones por demora en la reposición del servicio y falta de atención de reclamos con ocasión de temporal de viento y lluvia de junio de 2017 en la Región de O'Higgins. Con fecha 24 de agosto de 2017, se interpuso un recurso de reposición ante la misma Superintendencia, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 33.2.20.- Mediante Resolución Exenta N° 19.935 de fecha 17 de agosto de 2017, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 15.000 UTM por la superación de índices de interrupciones por demora en la reposición del servicio y falta de atención de reclamos con ocasión de temporal de viento y lluvia de junio de 2017 en la Región de O'Higgins. Con fecha 24 de agosto de 2017, se interpuso un

recurso de reposición ante la misma Superintendencia, el que se encuentra pendiente de resolución.

- 33.2.21.- Mediante Resolución Exenta N° 19.936 de fecha 17 de agosto de 2017, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 40.000 UTM por la superación de índices de interrupciones por demora en la reposición del servicio y falta de atención de reclamos con ocasión de temporal de viento y lluvia de junio de 2017 en la Región del Maule. Con fecha 24 de agosto de 2017, se interpuso un recurso de reposición ante la misma Superintendencia, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 33.2.22.- Mediante Resolución Exenta N° 20.908 de fecha 23 de octubre de 2017, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 1.000 UTM por falta de mantenimiento en diversos sectores de la Región del Maule a raíz de la caída de árboles con ocasión del temporal de junio de 2017. Con fecha 9 de noviembre de 2017, se interpuso recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Talca, el que se encuentra en tramitación.

Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.

- 33.2.23.- Mediante Resolución Exenta N° 11.752, de fecha 29 de diciembre de 2015, notificada a la sociedad con fecha 06 de enero de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 4.291 UTM por incumplimiento de lo dispuesto por el artículo 130° del DFL N° 4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción y 221°, 246° y 323° letra e), del D.S. N° 327/97, del Ministerio de Minería por superar los índices de indisponibilidad de suministro en alguno de sus alimentadores respecto del período diciembre 2013 a noviembre 2014. Al respecto, se hace presente que en contra de la resolución referida, con fecha 13 de enero de 2016, se interpuso ante la misma Superintendencia un recurso de reposición, el que fue rechazado con fecha 3 de noviembre de 2017. Con fecha 15 de diciembre de 2017, se interpuso recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de la Serena, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 33.2.24.- Mediante Resolución Exenta N° 12.778, de fecha 22 de marzo de 2016, notificada a la sociedad con fecha 4 de abril de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 19.210 UTM por la infracción al artículo 245° del D.S. N°327/97, del Ministerio de Minería, al superar los tiempos máximos de interrupción del suministro eléctrico con ocasión de temporal de viento y lluvia de agosto de 2015 en la IV Región de Coquimbo. Al respecto, se hace presente que en contra de la resolución referida, con fecha 8 de abril de 2016, se interpuso ante la misma Superintendencia un recurso de reposición, el que fue acogido parcialmente con fecha 23 de agosto de 2016, rebajando la multa a 17.289 UTM. Con fecha 16 de septiembre de 2016, se presentó un recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra en tramitación.
- 33.2.25.- Mediante Resolución Exenta N° 12.780, de fecha 22 de marzo de 2016, notificada a la sociedad con fecha 4 de abril de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 9.495 UTM por la infracción al artículo 245° del D.S. N°327/97, del Ministerio de Minería, al superar los tiempos máximos de interrupción del suministro eléctrico con ocasión de temporal de viento y lluvia de agosto de 2015 en la V Región de Valparaíso. Al respecto, se hace presente que en

contra de la resolución referida, con fecha 8 de abril de 2016, se interpuso ante la misma Superintendencia un recurso de reposición, el que fue acogido parcialmente con fecha 23 de agosto de 2016, rebajando la multa a 8.545 UTM. Con fecha 16 de septiembre de 2016, se presentó un recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra en tramitación.

CGE como sucesora legal de Transnet S.A.

- 33.2.26.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 20.579, de fecha 27 de septiembre de 2017, notificada a la Sociedad con fecha 10 de octubre de 2017, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 4.000 UTM por falta de mantenimiento en la línea 66kV Pumahue-Chivilcán debido a una falla ocurrida con fecha 14 de agosto de 2017. Con fecha 16 de octubre de 2017, se interpuso un recurso de reposición ante la misma Superintendencia, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 33.2.27.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 20.578, de fecha 27 de septiembre de 2017, notificada a la Sociedad con fecha 10 de octubre de 2017, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 3.000 UTM por falta de mantenimiento en la línea 66 kV Pan de Azucar-Marquesa debido a una falla ocurrida con fecha 8 de abril de 2017. Con fecha 16 de octubre de 2017, se interpuso un recurso de reposición ante la misma Superintendencia, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 33.2.28.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 21.016, de fecha 2 de noviembre de 2017, notificada a la Sociedad con fecha 13 de noviembre de 2017, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 800 UTM por falta de mantenimiento en la subestación Constitución debido a una falla ocurrida con fecha 10 de julio de 2017. Con fecha 20 de noviembre de 2017, se interpuso un recurso de reposición ante la misma Superintendencia, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 33.2.29.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 11.877, de fecha 12 de enero de 2016, notificada a la Sociedad con fecha 13 de enero de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 900 UTM por el incumplimiento de lo dispuesto, entre otras normas, por los artículos 217° y 218° del D.S. N° 327/97 en relación con el artículo 139° del DFL N°4. La infracción dice relación con falta de poda y por el retraso excesivo en trabajos de recuperación del servicio después de falla. Respecto de esta resolución se interpuso un recurso de reposición con fecha 20 de enero de 2016, el que fue rechazado. Con fecha 12 de julio de 2016, se presentó recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Talca, el que se encuentra pendiente de resolución. Con fecha 9 de noviembre de 2016, la Corte de Apelaciones de Talca acogió parcialmente la multa impuesta, rebajándola a 300 UTM. Con fecha 21 de noviembre de 2016, la Superintendencia interpuso recurso de apelación, el que fue acogido restableciendo el monto de la multa impuesta. Se encuentra pendiente el pago de esta multa.
- 33.2.30.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 16.307, de fecha 25 de noviembre de 2016, notificada a la sociedad con fecha 5 de diciembre de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 3.600 UTM por el incumplimiento de lo dispuesto, entre otras normas, por el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctrico. La infracción dice relación con una falla producto de la caída de un árbol sobre la línea de 66 kV Victoria-Curacautín, evidenciándose una supuesta falta de

poda. Respecto de esta resolución, se interpuso un recurso de reposición con fecha 13 de diciembre de 2016, el que fue rechazado con fecha 17 de abril de 2017. Con fecha 18 de mayo de 2017, se interpuso recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra en tramitación.

- 33.2.31.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 17.944, de fecha 23 de marzo de 2017, notificada a la sociedad con fecha 17 de mayo de 2017, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 3.600 UTM por el incumplimiento de lo dispuesto, entre otras normas, por el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctrico. La infracción dice relación con una falla de la línea de 110 kV Maitencillo-Vallenar. Respecto a esta resolución, se interpuso un recurso de reposición con fecha 24 de mayo de 2017, el que fue rechazado con fecha 5 de julio de 2017. Con fecha 2 de agosto de 2017, se presentó un recurso de reclamación ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra pendiente de resolución
- 33.2.32.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 18.538, de fecha 12 de mayo de 2017, notificada a la sociedad con fecha 23 de mayo de 2017, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 1.800 UTM por el incumplimiento de lo dispuesto, entre otras normas, por el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctrico. La infracción dice relación con una falla producto de la caída de un árbol sobre la línea de 66 kV Victoria-Curacautín. Respecto de esta resolución, se interpuso un recurso de reposición con fecha 30 de junio de 2017, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 33.2.33.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 19.839, de fecha 4 de agosto de 2017, notificada a la sociedad con fecha 16 de agosto de 2017, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 2.400 UTM por el incumplimiento de lo dispuesto, entre otras normas, por el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctrico. La infracción dice relación con una falla producto de la caída de un árbol sobre la línea de 66 kV Carampangue-Curanilehue. Respecto de esta resolución, se interpuso un recurso de reposición con fecha 23 de mayo de 2017, el que se encuentra pendiente de resolución.

33.3.- Sanciones.

33.3.1.- De la Superintendencia de Valores y Seguros.

El Grupo CGE, sus subsidiarias, los Directores y Ejecutivos de las empresas que componen el Grupo CGE, no han sido sancionados por la Superintendencia de Valores y Seguros durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2017.

33.3.2.-De otras autoridades administrativas.

El Grupo CGE, sus Directores y Ejecutivos no han sido sancionados por otras autoridades administrativas durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2017.

Las subsidiarias enumeradas en la Nota 33.2 han sido sancionadas por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

33.4.- 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, y para ello se define:

Ebitda: se calcula a partir del estado de resultados por función considerando; Ganancia bruta + Otros ingresos por función – Costos de distribución – Gastos de administración – Otros gastos por función + depreciación del ejercicio + Amortización de intangibles. Ver nota 31.3 con cálculo de Ebitda por segmento.

Costos financieros netos: se calcula a partir del estado de resultados por función considerando; Ingresos financieros – Costos financieros.

Total deuda financiera: se calcula a partir del estado de situación financiera clasificado (patrimonio y pasivos) considerando; Otros pasivos financieros corrientes + Otros pasivos financieros no corrientes.

Las principales restricciones de Compañía General de Electricidad S.A. son:

Indice	Medición	Factor	Resultado	Periodicidad de medición	Procedencia
Razón de endeudamiento financiero	(Total deuda financiera - efectivo y equivalente al efectivo) / total patrimonio neto	< 0 = 1,5 veces	0,66 Veces	Trimestral	Bonos
Activos libres de garantías reales	Activos sin Garantía/total deuda financiera no garantizada	> 0 = 1,2 veces	3,05 Veces	Trimestral	Bonos
Patrimonio mínimo	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	> UF 25.000.000	UF 61.919.318	Trimestral	Bonos
Activos en el sector Eléctrico y Gas	Activos sector eléctrico y gas/Capital insoluto línea bonos N°541	Activos sector eléctrico y Gas > 2 veces capital Insoluto	28,07 Veces	Trimestral	Bonos
Activos en el sector Eléctrico y Gas	Activos sector eléctrico y gas/Capital insoluto línea bonos N°542	Activos sector eléctrico y Gas > 2 veces capital Insoluto	9,36 Veces	Trimestral	Bonos

Las otras subsidiarias que se encuentran en la consolidación poseen para sus endeudamientos compromisos de covenants similares, de práctica normal en el mercado.

Al cierre de los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2017 la Sociedad y todas las subsidiarias se encuentran en cumplimiento de dichas restricciones y compromisos.

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

Al cierre de los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2017 la Sociedad y subsidiarias no registran garantías materiales comprometidas con terceros.

35.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL.

La distribución de personal de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es la siguiente:

Subsidiaria / área	31-12-2017				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Compañía General de Electricidad S.A.	56	685	1.035	1.776	1.862
CGE Magallanes S.A. y subsidiarias	4	64	98	166	168
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.		74	124	198	196
Empresa Eléctrica de Iquique S.A.		62	79	141	136
Empresa Eléctrica de Arica S.A.		17	37	54	56
CGE Argentina S.A. y subsidiarias	28	234		262	260
Comercial y Logística General S.A.	1	52	44	97	98
Transformadores Tusan S.A. y subsidiarias	5	48	130	183	192
Inversiones y Gestión S.A.	1	1	3	5	5
Sociedad de Computación Binaria S.A.		54		54	54
Novanet S.A.			2	2	2
Total	95	1.291	1.552	2.938	3.029

Subsidiaria / área	31-12-2016				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Compañía General de Electricidad S.A.	31	280	96	407	240
CGE Distribución S.A.	20	345	568	933	955
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y subsidiaria		121	403	524	547
CGE Magallanes S.A. y subsidiarias	6	60	114	180	178
Emel Norte S.A. y subsidiarias		99	337	436	443
CGE Argentina S.A. y subsidiarias	28	233		261	263
Comercial y Logística General S.A.	2	41	54	97	97
Transformadores Tusan S.A. y subsidiarias	5	55	148	208	216
Inversiones y Gestión S.A.	2	1	3	6	10
Sociedad de Computación Binaria S.A.		82	40	122	125
Novanet S.A.		46	61	107	132
Total	94	1.363	1.824	3.281	3.206

36.- MEDIO AMBIENTE.

CGE Distribución S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A., Empresas Emel S.A., a través de sus subsidiarias Emelari S.A., Eliqsa S.A., Elecda S.A., Emelat S.A., Emelectric S.A. y Emetal S.A., CGE Magallanes S.A., a través de su subsidiaria Edelmag S.A., 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.

Transnet S.A. y Transemel S.A., acorde con las políticas medioambientales desarrollan y mantienen 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 para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

Al 31 de diciembre de 2017.

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 CPN	Implementación de medidas de control de ruido en CPN, para cumplir con normativa de emisiones para fuentes fijas, según DS N°38/12, del Ministerio del Medio Ambiente.	Inversión	Control de ruido ambiental	751.486	31-12-2017
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	11.933	31-12-2017
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría por Estudio de Impacto Impuestos Verdes	Estudio para determinar impacto de aplicación de impuestos por emisiones gaseosas	Gasto	Asesoría medio ambiente	10.279	26-03-2017
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría RETC	Estudio cuantificación de emisiones y reportabilidad RETC en portal ventanilla única	Gasto	Asesoría medio ambiente	2.556	26-05-2017
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría impuesto emisiones Central Tres Puentes	Cuantificación y reportabilidad trimestral emisiones gaseosas turbogeneradores Central Tres Puentes	Gasto	Asesoría medio ambiente	9.126	31-12-2017
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Base de datos ambiental	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	357	03-01-2017
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Adicional. Búsqueda de predios - PMOC	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	1.842	03-01-2017
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Tramitación sectorial PAS 148-149 FASA	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	1.353	04-01-2017
CGE S.A.	SE Punta de Cortés	Ingreso consulta de pertinencia	Activo	SE Punta de Cortés	4.544	06-01-2017
CGE S.A.	Sistema de Transmisión 220/110kV Copayapu Galleguillos	Monitoreo cactáceas segundo semestre 2016	Activo	LT 2x220 kV Copayapu-Galleguillos	3.061	09-01-2017
CGE S.A.	Sistema de Transmisión 220/110kV Copayapu Galleguillos	PTX etapa 1 pago 3	Activo	LT 2x220 kV Copayapu-Galleguillos	2.889	09-01-2017
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Procesamiento de información para reporte ambiental	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	536	06-02-2017
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	IFC Curanilahue Norte	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	1.344	01-03-2017
CGE S.A.	Apoyo en 220 KV a S/E Maule	Ingreso Carta de Pertinencia	Activo	Apoyo en 220 KV a S/E Maule	2.065	07-02-2017
CGE S.A.	SE El Trébol	Consulta de Pertinencia	Activo	SE El Trébol	1.823	04-01-2017
CGE S.A.	LT 1*66 kV Fátima - Isla de Maipo	Consulta de Pertinencia	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	12.654	03-01-2017
CGE S.A.	LT 1*66 kV Fátima - Isla de Maipo	Rescate arqueológico	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	9.207	12-01-2017
CGE S.A.	SE Lillén	Adicional ADENDA 2	Activo	SE Lillén	993	04-01-2017
CGE S.A.	SE Lillén	Adicional ADENDA 2	Activo	SE Lillén	993	01-02-2017
CGE S.A.	Apoyo en 220 KV a S/E Maule	Fotomontaje Viña conosur	Activo	Apoyo en 220 KV a S/E Maule	550	20-04-2017
CGE S.A.	Apoyo en 220 KV a S/E Maule	Fotomontaje Viña conosur	Activo	Apoyo en 220 KV a S/E Maule	605	13-06-2017
CGE S.A.	SE El Peñón	Seguimiento Ambiental	Activo	SE El Peñón	2.130	18-04-2017
CGE S.A.	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	Análisis de material arqueológico	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	1.906	10-05-2017
CGE S.A.	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	Tramitación IFC LT Fátima - I. de Maipo	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	5.706	21-04-2017
CGE S.A.	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	Reunión MNHN	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	191	05-05-2017
CGE S.A.	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	res. Favorable Consulta de pertinencia	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	6.232	11-05-2017
CGE S.A.	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	Aprobación informe final rescate arqueológico	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	27.623	15-06-2017
CGE S.A.	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	Recopilación antecedentes legales	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	496	13-06-2017
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Sistematización de 15 Resoluciones de Calificación Ambiental para base de datos	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	1.811	14-06-2017

Al 31 de diciembre de 2017 (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.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	IFC Curanilahue Norte pago 2	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	723	01-06-2017
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Arqueología del sitio Pilpilco 1 pago 1	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	1.601	02-05-2017
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Arqueología del sitio Pilpilco 1 pago 2	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	4.002	11-05-2017
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Búsqueda de predios nativos para reforestación. Pago 3	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	1.042	02-05-2017
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Tramitación sectorial PAS 148-149 FASA 2	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	553	02-05-2017
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Adicional para tramitación sectorial PAS 148-149 FASA 2	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	799	02-05-2017
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Adicional búsqueda de predios de reforestación plantaciones	Activo	LT Horcones - Tres Pinos		02-05-2017
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Adicional convenios de reforestación plantaciones pago 1	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	2.590	04-05-2017
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Adicional convenios de reforestación plantaciones pago 2	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	1.036	08-05-2017
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Caracterización forestal y elaboración de informe	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	2.512	18-05-2017
CGE S.A.	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	Recopilación antecedentes de proyecto	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	722	02-05-2017
CGE S.A.	SE Punta de Cortés	Respuesta consulta de pertinencia	Activo	SE Punta de Cortés	1.947	13-06-2017
CGE S.A.	SE Punta de Cortés	Elaboración PAS 156	Activo	SE Punta de Cortés	3.056	04-07-2017
CGE S.A.	LT Punta de Cortés - Lo Miranda	Levantamiento ambiental en terreno	Activo	LT Punta de Cortés - Lo Miranda	626	24-07-2017
CGE S.A.	SE Punta de Cortés	Aprobación Declaración de Impacto Ambiental	Activo	SE Punta de Cortés	21.546	14-09-2017
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Reforestación Pago 1	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	23.007	14-09-2017
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Reforestación Pago 2	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	15.477	14-09-2017
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Arqueología del sitio Pilpilco 1 pago 3	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	2.401	21-09-2017
CGE S.A.	Apoyo en 220 KV a S/E Maule	Catástro Forestal en Línea de Transmisión	Activo	Apoyo en 220 KV a S/E Maule	1.335	12-07-2017
CGE S.A.	Línea de Transmisión Rancagua - Paine: Terceras Pistas	Consulta de Pertinencia. Estado de Pago 1	Activo	LT Rancagua - Paine: Terceras Pistas	2.315	02-08-2017
CGE S.A.	Línea de Transmisión 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	Aprobación Plan de Manejo Forestal	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	1.866	02-08-2017
CGE S.A.	S/E El Peñón	Mantenciones mensuales de guayacán y elaboración de informe	Activo	S/E El Peñón	1.420	09-08-2017
CGE S.A.	Apoyo en 220 KV a S/E Maule	Censo Forestal en Línea de Transmisión	Activo	Apoyo en 220 KV a S/E Maule	600	12-09-2017
CGE S.A.	Ampliación S/E Uribe	Recopilación Antecedentes legales predio fiscal	Activo	Ampliación S/E Uribe	392	12-09-2017
Totales					967.859	

Al 31 de diciembre de 2016.

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 ruido CTP	Evaluaciones de niveles de presión sonora y proyección de alternativas de control, según requerimiento de la SMA	Gasto	Asesoría medio ambiente	991	27-05-2016
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	10.320	15-11-2016
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría por Estudio de Impacto Impuestos Verdes	Estudio para determinar impacto de aplicación de impuestos por emisiones gaseosas	Gasto	Asesoría medio ambiente	10.270	15-12-2016
CGE S.A.	SE Papelera	Entrega restos arqueológicos	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	213	20-05-2016
CGE S.A.	SE Papelera	Entrega restos arqueológicos	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	213	03-03-2016
CGE S.A.	SE Papelera	Compra adhesivos	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	265	01-04-2016
CGE S.A.	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	Estudios Adenda 2	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	1.281	05-04-2016
CGE S.A.	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	Estudios Adenda 2	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	1.708	14-03-2016
CGE S.A.	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	Estudios Adenda 2	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	1.281	16-02-2016
CGE S.A.	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	Adicional ejecución PAS 131	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	970	08-09-2016
CGE S.A.	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	Adicional ejecución PAS 132	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	8.312	08-04-2016
CGE S.A.	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	Adenda 2	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	2.081	11-03-2016
CGE S.A.	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	Adenda 2	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	892	16-02-2016
CGE S.A.	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	DIA	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	4.873	19-05-2016
CGE S.A.	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	PAS 148	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	1.866	01-09-2016
CGE S.A.	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	Consulta de pertinencia	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	6.296	04-08-2016
CGE S.A.	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	IFC	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	1.041	17-10-2016
CGE S.A.	Ampliación SE Fátima	Estudios aves rapaces	Activo	Ampliación SE Fátima	1.615	05-04-2016
CGE S.A.	Ampliación SE Fátima	Calificación industrial	Activo	Ampliación SE Fátima	660	15-02-2016
CGE S.A.	SE Los Peumos 220/66 kV	Auditoría ambiental	Activo	SE Los Peumos 220/66 kV	2.751	13-07-2016
CGE S.A.	SE Los Peumos 220/66 kV	Auditoría ambiental	Activo	SE Los Peumos 220/66 kV	2.250	15-06-2016
CGE S.A.	SE Los Peumos 220/66 kV	Auditoría ambiental	Activo	SE Los Peumos 220/66 kV	2.501	03-05-2016
CGE S.A.	SE Los Peumos 220/66 kV	Auditoría ambiental	Activo	SE Los Peumos 220/66 kV	2.501	01-04-2016
CGE S.A.	SE Los Peumos 220/66 kV	Auditoría ambiental	Activo	SE Los Peumos 220/66 kV	2.501	01-03-2016
CGE S.A.	SE Los Peumos 220/66 kV	Auditoría ambiental	Activo	SE Los Peumos 220/66 kV	2.501	02-02-2016
CGE S.A.	SE Los Peumos 220/66 kV	Auditoría ambiental	Activo	SE Los Peumos 220/66 kV	2.501	05-01-2016
CGE S.A.	SE Los Peumos 220/66 kV	Monitoreo arqueológico	Activo	SE Los Peumos 220/66 kV	331	08-03-2016
CGE S.A.	SE Los Peumos 220/66 kV	Monitoreo arqueológico	Activo	SE Los Peumos 220/66 kV	442	10-02-2016
CGE S.A.	SE Los Peumos 220/66 kV	Informe favorable para la construcción	Activo	SE Los Peumos 220/66 kV	1.961	01-02-2016
CGE S.A.	SE El Peñón	Manejo de flora en conservación	Activo	SE El Peñón	6.035	12-08-2016
CGE S.A.	SE El Peñón	Manejo de flora en conservación	Activo	SE El Peñón	2.553	08-06-2016
CGE S.A.	LT Hualañe - Licanten	PMF	Activo	LT Hualañe - Licanten	385	13-05-2016
CGE S.A.	LT Hualañe - Licanten	PMF	Activo	LT Hualañe - Licanten	1.000	07-04-2016
CGE S.A.	LT Santa Marta Padre Hurtado	Adicional DIA Tramo 2	Activo	LT Santa Marta Padre Hurtado	3.093	01-09-2016
CGE S.A.	LT Santa Marta Padre Hurtado	Adicional DIA Tramo 2	Activo	LT Santa Marta Padre Hurtado	2.165	04-08-2016
CGE S.A.	LT Santa Marta Padre Hurtado	DIA Tramo 2	Activo	LT Santa Marta Padre Hurtado	13.390	15-09-2016
CGE S.A.	LT Santa Marta Padre Hurtado	DIA Tramo 2	Activo	LT Santa Marta Padre Hurtado	8.927	22-08-2016
CGE S.A.	LT Santa Marta Padre Hurtado	Auditoría RCA	Activo	LT Santa Marta Padre Hurtado	4.163	11-01-2016

Al 31 de diciembre de 2016. (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.	SE El Trébol	Consulta de pertinencia	Activo	SE El Trébol	1.824	04-08-2016
CGE S.A.	SE Lilién	Adicional Adenda 1	Activo	SE Lilién	3.949	05-10-2016
CGE S.A.	SE Lilién	Adenda 1	Activo	SE Lilién	11.922	04-10-2016
CGE S.A.	Subestación Seccionadora Lota	Revisión RCA y sistematización de compromisos	Activo	SE Lota	2.795	11-02-2016
CGE S.A.	Subestación Seccionadora Santa Luisa	Adicional Arquitectura para Tramitación sectorial PAS 160	Activo	SE Santa Luisa	768	02-02-2016
CGE S.A.	Subestación Seccionadora Santa Luisa	Monitoreo de ruido	Activo	SE Santa Luisa	574	11-01-2016
CGE S.A.	Subestación Seccionadora Santa Luisa	Monitoreo de ruido	Activo	SE Santa Luisa	574	02-02-2016
CGE S.A.	Subestación Seccionadora Lota	Adenda complementaria	Activo	SE Lota	851	18-01-2016
CGE S.A.	Subestación Seccionadora Santa Luisa	Tramitación IFC	Activo	SE Santa Luisa	326	18-04-2016
CGE S.A.	Sistema de Transmisión 220/110kV Copayapu Galleguillos	PTX etapa 1 pago 1	Activo	LT 2x220 kV Copayapu-Galleguillos	3.612	18-04-2016
CGE S.A.	Sistema de Transmisión 220/110kV Copayapu Galleguillos	Medición CEM	Activo	LT 2x220 kV Copayapu-Galleguillos	1.355	02-05-2016
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Elaboración de consulta de pertinencia Ecobarrio	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	8.794	11-05-2016
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Adicional estudios para acometida Ecobarrio	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	5.190	11-05-2016
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Tramitación sectorial PAS 148-149 (4) ingreso PMOC1	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	949	11-05-2016
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Tramitación sectorial PAS 148-149 (4) ingreso PMOC 2 y 3	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	1.899	01-07-2016
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Adicional PAS 148-149	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	1.950	04-07-2016
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Cartografía y procesamiento de datos	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	450	05-07-2016
CGE S.A.	Sistema de Transmisión 220/110kV Copayapu Galleguillos	Monitoreo PTAS	Activo	LT 2x220 kV Copayapu-Galleguillos	443	03-06-2016
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Elaboración de consulta de pertinencia Ecobarrio	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	8.794	01-09-2016
CGE S.A.	Sistema de Transmisión 220/110kV Copayapu Galleguillos	Monitoreo cactáceas primer semestre 2016	Activo	LT 2x220 kV Copayapu-Galleguillos	3.061	15-07-2016
CGE S.A.	Sistema de Transmisión 220/110kV Copayapu Galleguillos	PTX etapa 1 pago 2	Activo	LT 2x220 kV Copayapu-Galleguillos	5.779	11-08-2016
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Tramitación sectorial PAS 148-149 (4) resoluciones 1 y 2	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	1.266	08-08-2016
CGE S.A.	LT Loncoche - Villarrica	Replante predio Los Alpes 2015	Activo	LT Loncoche - Villarrica	6.980	08-08-2016
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Tramitación sectorial PAS 148-149 (4) resolución 3	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	633	11-08-2016
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Cartografía completa PMOC	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	4.500	18-08-2016
CGE S.A.	Subestación Seccionadora Lota	Monitoreo de ruido	Activo	SE Lota	385	01-09-2016

Al 31 de diciembre de 2016. (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.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Tramitación sectorial PAS 148-149 (4) ingreso PMOC4	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	949	19-08-2016
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Tramitación sectorial PAS 148-149 (4) resolución 4	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	633	06-09-2016
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Ingreso pertinencia Ampliación faja	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	2.050	15-09-2016
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Adicionales Ingreso pertinencia Ampliación faja	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	1.673	20-09-2016
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Elaboración base de datos ambientales	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	2.583	20-09-2016
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Finiquito búsqueda de predios plantaciones	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	888	21-09-2016
CGE S.A.	LT Loncoche - Villarrica	Replante predio Los Alpes 2015	Activo	LT Loncoche - Villarrica	10.012	04-10-2016
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Elaboración base de datos ambientales. Adicional	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	447	02-11-2016
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Tramitación sectorial PAS 148-149. Adicional cartografía y corrección PMOC.	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	2.000	02-11-2016
Totales					217.957	

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

37.1.- 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 las propiedades ubicadas en Arturo Prat N° 426 en la ciudad de Puerto Natales, Isla Navarino 17 en Puerto Williams y José Menéndez N°556 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\$ 653.435.

37.2.- Negocio de Gas natural.

Tal como se expone en Nota 1.1 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 y una nueva sociedad anónima abierta que nace producto de la división denominada CGE Gas Natural S.A. Los activos y pasivos asociados a comercialización y aprovisionamiento de gas natural han sido asignados a la escindida CGE Gas Natural S.A., por lo cual los resultados obtenidos en el negocio de gas natural en el ejercicio 2016 se muestran como resultado de operaciones discontinuadas.

37.3.- Discontinuación del negocio gas licuado de petróleo (GLP)

Con fecha 18 de diciembre de 2015, Gas Natural Fenosa Chile S.A. ("GNF" Hoy Compañía General de Electricidad S.A.), comunicó a su subsidiaria Compañía General de Electricidad S.A. de la suscripción de un contrato con los accionistas de Gasco S.A. ("Gasco") denominados como Familia Pérez Cruz ("Familia Pérez Cruz"), conforme al cual acordaron, en el interés social de Gasco y de todos sus accionistas (i) proponer la división de Gasco en dos sociedades a las cuales se le asignen el conjunto de activos y pasivos diferenciados de los negocios de gas licuado del petróleo y de gas natural y (ii) una vez materializado ello, llevar a cabo los actos y contratos necesarios para el control de cada sociedad resultante con el fin de desarrollar su propio proyecto de forma independiente.

El plazo de materialización se estimó en no más de 12 meses a partir de la fecha de (el "Contrato o Acuerdo").

Con fecha 30 de marzo fue aprobada en Junta Extraordinaria de Accionistas la división de Gasco S.A., asignando a Gas Natural Chile S.A. todos los activos y pasivos del sector Gas Natural, sean estos directos e indirectos.

La citada Junta Extraordinaria de Accionistas de Gasco S.A., también aprobó que los efectos financieros contable de Gas Natural Chile S.A., comenzara a partir del 1 de enero de 2016.

Por lo expuesto anteriormente se procedió a aplicar NIIF 5 “Activos no corrientes clasificados como mantenidos para la venta”, en consideración a que la pérdida del control del grupo de activos del negocio de GLP de Gasco S.A., se materializará dentro del período de doce meses una vez concretadas las respectivas Oferta Pública de Acciones (OPA), por lo cual los resultados obtenidos en el negocio de gas licuado por el período de 6 meses en el ejercicio 2016 se muestran como resultado de operaciones discontinuadas.

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.

- a) A continuación se presenta la apertura de los ingresos y gastos de las operaciones discontinuadas de gas natural y gas licuado de petróleo (GLP) en el Estado Consolidado de Resultados por Función por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2016:

ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS POR FUNCION

Al 31 de diciembre de 2016.

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

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Sin Gasco GLP y Gas Natural	Con Gasco GLP y Gas Natural	Operación Discontinuada Gas Licuado y Gas Natural
	01-01-2016 31-12-2016 M\$	01-01-2016 31-12-2016 M\$	01-01-2016 31-12-2016 M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	1.667.630.923	2.301.574.789	633.943.866
Costo de ventas	(1.383.322.962)	(1.828.436.406)	(445.113.444)
Ganancia bruta	284.307.961	473.138.383	188.830.422
Otros ingresos, por función.	1.884.186	2.212.464	328.278
Costos de distribución.		(9.452.853)	(9.452.853)
Gasto de administración.	(131.949.156)	(178.005.535)	(46.056.379)
Otros gastos, por función.	(7.143.303)	(11.417.598)	(4.274.295)
Otras ganancias (pérdidas).	9.114.515	8.272.670	(841.845)
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	156.214.203	284.747.531	128.533.328
Ingresos financieros.	15.108.024	18.449.032	3.341.008
Costos financieros.	(89.751.446)	(105.343.586)	(15.592.140)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	6.105.946	12.090.739	5.984.793
Diferencias de cambio.	(14.411.937)	(17.395.968)	(2.984.031)
Resultados por unidades de reajuste.	(11.431.102)	(19.604.946)	(8.173.844)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	61.833.688	172.942.802	111.109.114
Gasto por impuestos a las ganancias.	86.701.644	60.435.738	(26.265.906)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.	148.535.332	233.378.540	84.843.208
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.	84.843.208		(84.843.208)
Ganancia (pérdida)	233.378.540	233.378.540	0
Ganancia (pérdida) atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	177.089.879	177.089.879	0
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	56.288.661	56.288.661	0
Ganancia (pérdida)	233.378.540	233.378.540	0

- b) A continuación se presenta la apertura del Estado Consolidado de Flujo de Efectivo Directo de acuerdo a las operaciones discontinuadas de gas natural y gas licuado de petróleo (GLP) por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2016:

ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO
Al 31 de diciembre de 2016.
(Expresado en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	Sin Gasco GLP y Gas Natural	Con Gasco GLP y Gas Natural	Operación Discontinuada Gas Licuado y Gas Natural
	01-01-2016 31-12-2016 M\$	01-01-2016 31-12-2016 M\$	01-01-2016 31-12-2016 M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios.	2.091.300.667	2.827.954.027	736.653.360
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas.	2.411.811	2.411.811	0
Otros cobros por actividades de operación.	165.753.929	165.753.929	0
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.	(1.765.816.805)	(2.234.434.671)	(468.617.866)
Pagos a y por cuenta de los empleados.	(102.754.372)	(135.094.287)	(32.339.915)
Otros pagos por actividades de operación.	(67.846.328)	(106.933.443)	(39.087.115)
Otros cobros y pagos de operación			
Dividendos pagados.		(24.137.851)	(24.137.851)
Dividendos recibidos.	8.255.248	10.281.480	2.026.232
Intereses pagados.	(3.872.959)	(3.872.959)	0
Intereses recibidos.	3.597.397	5.069.644	1.472.247
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).	(8.444.620)	(35.013.073)	(26.568.453)
Otras entradas (salidas) de efectivo.	(4.930.275)	(3.771.258)	1.159.017
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	317.653.693	468.213.349	150.559.656
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Flujos de efectivo utilizados en la compra de participaciones no controladoras.	(223.403.599)	(223.477.370)	(73.771)
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades.	168.689.066	168.807.587	118.521
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades.	(1.193.591)	(1.193.591)	0
Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos.		73.771	73.771
Préstamos a entidades relacionadas	2.221.888	(243.112)	(2.465.000)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.	567.044	720.350	153.306
Compras de propiedades, planta y equipo.	(169.090.610)	(203.823.559)	(34.732.949)
Compras de activos intangibles.	(9.758.490)	(9.821.791)	(63.301)
Importes procedentes de otros activos a largo plazo.	67.790.250	67.790.250	0
Cobros a entidades relacionadas.	62.728.361	72.509.780	9.781.419
Otras entradas (salidas) de efectivo.	(29.967.194)	(50.638.230)	(20.671.036)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(131.416.875)	(179.295.915)	(47.879.040)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Total importes procedentes de préstamos.	573.027.931	735.054.293	162.026.362
- Importes procedentes de préstamos de largo plazo.	15.633.229	19.869.489	4.236.260
- Importes procedentes de préstamos de corto plazo.	557.394.702	715.184.804	157.790.102
Préstamos de entidades relacionadas.		(1.045.715)	(1.045.715)
Pagos de préstamos.	(625.864.367)	(810.318.137)	(184.453.770)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros.		(247.753)	(247.753)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.	(16.344.945)	(18.829.175)	(2.484.230)
Dividendos pagados.	(21.821.106)	(43.994.787)	(22.173.681)
Intereses pagados.	(45.357.700)	(61.647.051)	(16.289.351)
Otras entradas (salidas) de efectivo.	(973.967)	(906.931)	67.036
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(137.334.154)	(201.935.256)	(64.601.102)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios			
	48.902.664	86.982.178	38.079.514
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.	(91.122)	(2.340.768)	(2.249.646)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	48.811.542	84.641.410	35.829.868
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período.	60.138.484	78.008.021	17.869.537
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período.	108.950.026	162.649.431	53.699.405

38.- HECHOS POSTERIORES.

Entre el 31 de diciembre de 2017, fecha de cierre de los estados financieros consolidados, y su fecha de presentación, no han ocurrido hechos significativos de carácter financiero-contable que pudieran afectar el patrimonio de la Sociedad o la interpretación de éstos.

Edmundo Laborde Correa
Gerente de Contabilidad

Eduardo Apablaza Dau
Gerente General