



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

**ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS INTERMEDIOS**
(Expresados en miles de pesos chilenos)
Correspondientes a los períodos terminados al
30 de junio de 2016 y 2015



CONTENIDO

I. INFORME DE LOS AUDITORES EXTERNOS.

II. ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS.

ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO.

Activos.

Patrimonio y pasivos.

ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE RESULTADOS POR FUNCION.

ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE RESULTADOS INTEGRAL.

ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO.

ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO.

III. NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS.

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



EY Chile
Avda. Presidente
Riesco 5435, piso 4,
Santiago

Tel: +56 (2) 2676 1000
www.eychile.cl

Informe del Auditor Independiente

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

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados intermedios adjuntos de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias, que comprenden los estados de situación financiera consolidados intermedios al 30 de junio de 2016, los estados consolidados intermedios de resultados integrales por los períodos de seis y tres meses terminados el 30 de junio de 2016 y 2015, y los correspondientes estados consolidados intermedios de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los períodos de seis meses terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados intermedios.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados intermedios

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros consolidados intermedios de acuerdo con NIC 34 "Información Financiera Intermedia" incorporada en las 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 intermedios 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 intermedios a base de nuestra auditoría. Efectuamos nuestra auditoría 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 intermedios 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 intermedios. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros consolidados intermedios, 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 intermedios 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 intermedios.

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 intermedios presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias al 30 de junio de 2016 y los resultados de sus operaciones por los períodos de seis y tres meses terminados el 30 de junio de 2016 y 2015 y los flujos de efectivo por los períodos de seis meses terminados en esas fechas de acuerdo con NIC 34 “Información Financiera Intermedia” incorporada en las Normas Internacionales de Información Financiera.

Estado de Situación Financiera Consolidado al 31 de diciembre de 2015

Con fecha 1 de febrero de 2016, emitimos una opinión sin salvedades sobre los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2015 y 2014 de Compañía General de Electricidad S.A y subsidiarias en los cuales se incluye el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2015 que se presenta en los estados financieros consolidados intermedios adjuntos, además de sus correspondientes notas.



Fernando Zavala C.

EY LTDA.

Santiago, 21 de julio de 2016



COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
Al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ACTIVOS	Nota	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo.	6	63.687.175	40.649.015
Otros activos no financieros.	12	6.247.483	5.572.566
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	8	453.003.973	431.193.772
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	9	1.989.808	7.929.643
Inventarios.	10	26.918.186	26.384.053
Activos por impuestos.	11	3.328.969	28.312.387
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.		555.175.594	540.041.436
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	668.878.831	627.423.644
Total activos corrientes		1.224.054.425	1.167.465.080
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros.	7	178.683	195.203
Otros activos no financieros.	12	878.933	950.710
Cuentas por cobrar.	8	14.462.186	18.268.120
Inventario.	10	1.572.301	1.623.967
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	9	4.102.908	6.583.188
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	13	36.091.795	55.151.825
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	14	274.832.179	276.908.014
Plusvalía.	15	264.181.617	264.181.617
Propiedades, planta y equipo.	17	2.500.423.001	2.472.856.004
Propiedad de inversión.	16	8.326.770	8.864.425
Activos por impuestos diferidos.	19	19.386.640	21.069.439
Total activos no corrientes		3.124.437.013	3.126.652.512
TOTAL ACTIVOS		4.348.491.438	4.294.117.592



COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
Al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	20	63.770.868	127.813.678
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	21	287.080.093	276.296.178
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	9	25.335.844	2.254.087
Otras provisiones.	22	14.847.525	16.365.526
Provisiones por beneficios a los empleados.	23	444.203	466.364
Otros pasivos no financieros.	24	19.967.920	12.126.635
Pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta.		411.446.453	435.322.468
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta.	37	443.328.412	413.068.808
Total pasivos corrientes		854.774.865	848.391.276
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	20	1.192.238.917	1.166.178.330
Cuentas por pagar.	21	546.234	509.921
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	9	3.740.952	4.658.673
Otras provisiones.	22	1.540.449	1.357.697
Pasivo por impuestos diferidos.	19	353.545.713	358.667.569
Provisiones por beneficios a los empleados.	23	35.978.525	36.268.245
Total pasivos no corrientes		1.587.590.790	1.567.640.435
TOTAL PASIVOS		2.442.365.655	2.416.031.711
PATRIMONIO			
Capital emitido.	25	671.278.954	671.278.954
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	25	308.088.024	265.644.286
Otras reservas.	25	394.696.786	417.869.815
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.		1.374.063.764	1.354.793.055
Participaciones no controladoras.	25	532.062.019	523.292.826
Total patrimonio		1.906.125.783	1.878.085.881
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		4.348.491.438	4.294.117.592



COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE RESULTADOS POR FUNCION
 Por los períodos de seis meses terminados al 30 de junio de 2016 y 2015.
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	del	01-01-2016	01-01-2015	01-04-2016	01-04-2015
	al	30-06-2016	30-06-2015	30-06-2016	30-06-2015
	Nota	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	26	1.065.333.521	1.008.249.592	539.188.403	513.459.691
Costo de ventas	27	(853.123.035)	(811.209.783)	(423.348.267)	(407.551.572)
Ganancia bruta		212.210.486	197.039.809	115.840.136	105.908.119
Otros ingresos, por función.	26	1.265.431	1.561.530	723.014	763.711
Gasto de administración.	27	(84.185.385)	(73.157.286)	(45.000.047)	(37.857.915)
Otros gastos, por función.	27	(4.751.802)	(5.100.531)	(2.206.163)	(2.636.695)
Otras ganancias (pérdidas).	27	1.884.569	(3.471.794)	1.132.478	21.276
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.		126.423.299	116.871.728	70.489.418	66.198.496
Ingresos financieros.	28	4.168.952	6.123.745	1.862.333	2.027.912
Costos financieros.	28	(36.989.013)	(32.731.572)	(18.602.740)	(16.548.374)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	13	8.411.591	7.321.362	5.033.435	4.767.058
Diferencias de cambio.	28	(653.689)	(421.049)	1.147.565	(181.052)
Resultados por unidades de reajuste.	28	(8.999.918)	(11.821.051)	(5.012.057)	(12.466.457)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto		92.361.222	85.343.163	54.917.954	43.797.583
Gasto por impuestos a las ganancias.	29	(24.354.059)	(11.880.752)	(15.220.382)	(3.271.224)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.		68.007.163	73.462.411	39.697.572	40.526.359
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.	37	22.923.408	10.073.937	19.100.173	7.987.078
Ganancia (pérdida)		90.930.571	83.536.348	58.797.745	48.513.437
Ganancia (pérdida) atribuible a					
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.		49.906.244	54.473.468	27.530.075	29.274.961
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	25.6	41.024.327	29.062.880	31.267.670	19.238.476
Ganancia (pérdida)		90.930.571	83.536.348	58.797.745	48.513.437



COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE RESULTADOS INTEGRAL
Por los períodos de seis meses terminados al 30 de junio de 2016 y 2015.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DEL RESULTADO INTEGRAL	del	01-01-2016	01-01-2015	01-04-2016	01-04-2015
	al	30-06-2016	30-06-2015	30-06-2016	30-06-2015
	Nota	M\$	M\$	M\$	M\$
Ganancia (pérdida)		90.930.571	83.536.348	58.797.745	48.513.437
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos					
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) por revaluación.	25.10	(1.052.394)		(41.195)	
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	25.10	(28.992)	938.841	492.634	261.533
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos		(1.081.386)	938.841	451.439	261.533
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.	25.10	(10.312.762)	4.138.338	(143.232)	1.661.903
Otro resultado integral, antes de impuestos, diferencia de cambio por conversión		(10.312.762)	4.138.338	(143.232)	1.661.903
Coberturas del flujo de efectivo					
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos.	25.10	(1.488.101)	2.180.244	174.041	1.549.789
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos.	25.10	361.748	(2.954.638)		
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo		(1.126.353)	(774.394)	174.041	1.549.789
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.	25.10	(12.862.471)		(16.399)	
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado de período, antes de impuestos		(24.301.586)	3.363.944	14.410	3.211.692
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		(25.382.972)	4.302.785	465.849	3.473.225
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 cambios en el superávit de revaluación de otro resultado integral	25.10	284.147		10.942	
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	25.10	2.105	(240.755)	(112.473)	(86.404)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período		286.252	(240.755)	(101.531)	(86.404)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período					
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral	25.10	234.225	104.850	(53.866)	(358.628)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período		234.225	104.850	(53.866)	(358.628)
Otro resultado integral		(24.862.495)	4.166.880	310.452	3.028.193
Total resultado integral		66.068.076	87.703.228	59.108.197	51.541.630
Resultado integral atribuible a					
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora.		38.015.886	56.358.525	27.561.454	30.196.036
Resultado integral atribuible a participaciones no controladas.		28.052.190	31.344.703	31.546.743	21.345.594
Total resultado integral		66.068.076	87.703.228	59.108.197	51.541.630



COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
 Por los períodos de seis meses terminados al 30 de junio de 2016 y 2015.
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	Reservas						Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio		
		Superávit de revaluación	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	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\$
Patrimonio al comienzo del ejercicio al 1 de enero de 2016	671.278.954	533.456.811	(39.950.041)	(417.590)	(3.811.458)	(60.290.605)	428.987.117	274.208.027	1.374.474.098	563.700.876	1.938.174.974
Ajustes de períodos anteriores											
Reexpresión por conversiones (Nota 3.32)		(11.117.304)					(11.117.304)	(8.563.741)	(19.681.045)	(40.408.049)	(60.089.094)
Total ajustes de períodos anteriores	0	(11.117.304)	0	0	0	0	(11.117.304)	(8.563.741)	(19.681.045)	(40.408.049)	(60.089.094)
Patrimonio reexpresado	671.278.954	522.339.507	(39.950.041)	(417.590)	(3.811.458)	(60.290.605)	417.869.813	265.644.286	1.354.793.053	523.292.827	1.878.085.880
Cambios en patrimonio											
Resultado integral											
Ganancia (pérdida)								49.906.244	49.906.244	41.024.327	90.930.571
Otro resultado integral		(435.015)	(7.424.690)	(310.797)	32.068	(3.751.924)	(11.890.358)		(11.890.358)	(12.972.137)	(24.862.495)
Total resultado integral	0	(435.015)	(7.424.690)	(310.797)	32.068	(3.751.924)	(11.890.358)	49.906.244	38.015.886	28.052.190	66.068.076
Dividendos.							0	(18.751.967)	(18.751.967)		(18.751.967)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.		(11.282.669)					(11.282.669)	11.289.461	6.792	(19.282.998)	(19.276.206)
Total incremento (disminución) en el patrimonio	0	(11.717.684)	(7.424.690)	(310.797)	32.068	(3.751.924)	(23.173.027)	42.443.738	19.270.711	8.769.192	28.039.903
Patrimonio al final del ejercicio al 30 de junio de 2016	671.278.954	510.621.823	(47.374.731)	(728.387)	(3.779.390)	(64.042.529)	394.696.786	308.088.024	1.374.063.764	532.062.019	1.906.125.783



COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
 Por los períodos de seis meses terminados al 30 de junio de 2016 y 2015.
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	Reservas						Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio		
		Superavit de revaluación	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	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\$
Patrimonio al comienzo del ejercicio al 1 de enero de 2015	671.278.954	558.789.477	(28.240.307)	411.620	(4.292.840)	(53.164.774)	473.503.176	196.499.624	1.341.281.754	557.772.991	1.899.054.745
Ajustes de períodos anteriores											
Reexpresión por conversiones (Nota 3.32)		(11.117.304)					(11.117.304)	(9.454.901)	(20.572.205)	(42.310.418)	(62.882.623)
Total ajustes de períodos anteriores	0	(11.117.304)	0	0	0	0	(11.117.304)	(9.454.901)	(20.572.205)	(42.310.418)	(62.882.623)
Patrimonio reexpresado	671.278.954	547.672.173	(28.240.307)	411.620	(4.292.840)	(53.164.774)	462.385.872	187.044.723	1.320.709.549	515.462.573	1.836.172.122
Cambios en patrimonio											
Resultado integral											
Ganancia (pérdida)								54.473.468	54.473.468	29.062.880	83.536.348
Otro resultado integral			1.484.614	(236.895)	637.338		1.885.057		1.885.057	2.281.823	4.166.880
Total resultado integral	0	0	1.484.614	(236.895)	637.338	0	1.885.057	54.473.468	56.358.525	31.344.703	87.703.228
Dividendos.							0	(12.501.311)	(12.501.311)		(12.501.311)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.		(12.623.788)				(6.865.324)	(19.489.112)	13.347.067	(6.142.045)	(39.753.872)	(45.895.917)
Total incremento (disminución) en el patrimonio	0	(12.623.788)	1.484.614	(236.895)	637.338	(6.865.324)	(17.604.055)	55.319.224	37.715.169	(8.409.169)	29.306.000
Patrimonio al final del ejercicio al 30 de junio de 2015	671.278.954	535.048.385	(26.755.693)	174.725	(3.655.502)	(60.030.098)	444.781.817	242.363.947	1.358.424.718	507.053.404	1.865.478.122



COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO
Por los períodos de seis meses terminados al 30 de junio de 2016 y 2015.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	del	01-01-2016	01-01-2015
	al	30-06-2016	30-06-2015
	Nota	M\$	M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios.		1.385.436.490	1.145.669.843
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas.		2.320.015	
Otros cobros por actividades de operación.		10.206.085	7.021.951
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.		(1.059.215.814)	(934.676.986)
Pagos a y por cuenta de los empleados.		(66.111.967)	(70.067.301)
Otros pagos por actividades de operación.		(45.270.848)	(26.201.501)
Otros cobros y pagos de operación			
Dividendos pagados.		(18.897.504)	(12.601.454)
Dividendos recibidos.		8.505.623	10.654.443
Intereses pagados.		(1.334.157)	(590.408)
Intereses recibidos.		3.950.977	2.766.706
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).		(10.131.080)	(5.932.676)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		1.920.099	(8.023.956)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		211.377.919	108.018.661
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Flujos de efectivo utilizados en la compra de participaciones no controladoras.			(50.736)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.		420.415	45.303
Compras de propiedades, planta y equipo.		(95.153.398)	(70.190.767)
Compras de activos intangibles.		(4.871.180)	(12.898.360)
Importes procedentes de otros activos a largo plazo.			806.768
Otras entradas (salidas) de efectivo.		724.997	(17.842.303)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(98.879.166)	(100.130.095)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Total importes procedentes de préstamos.		386.634.441	410.232.170
- Importes procedentes de préstamos de largo plazo.		6.028.073	5.592.492
- Importes procedentes de préstamos de corto plazo.		380.606.368	404.639.678
Préstamos de entidades relacionadas.			135.970.680
Pagos de préstamos.		(430.511.820)	(378.581.478)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros.			(3.886.532)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.			(152.444.763)
Dividendos pagados.		(9.939.595)	(8.825.496)
Intereses recibidos.			24.377
Intereses pagados.		(33.227.429)	(30.470.427)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		(484.461)	3.087.936
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(87.528.864)	(24.893.533)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios		24.969.889	(17.004.967)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.		(1.931.729)	668.134
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		23.038.160	(16.336.833)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	6	40.649.015	77.020.322
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio		63.687.175	60.683.489



INDICE A LAS NOTAS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

Correspondientes al 30 de junio de 2016 y 2015.

1.-	INFORMACION GENERAL.	17
2.-	DESCRIPCIÓN DE LOS SECTORES DONDE PARTICIPA EL GRUPO CGE.	17
2.1.-	Sector electricidad.	17
2.2.-	Sector gas.	27
3.-	RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.	29
3.1.-	Bases de preparación de los estados financieros consolidados.	29
3.2.	Aplicación retroactiva de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).	30
3.3.-	Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas por el Grupo.	30
3.4.-	Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2016, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.	32
3.5.-	Bases de consolidación.	34
3.6.-	Entidades subsidiarias.	36
3.7.-	Transacciones en moneda extranjera y unidades de reajuste.	41
3.8.-	Información financiera por segmentos operativos.	42
3.9.-	Propiedades, planta y equipo.	42
3.10.-	Propiedades de inversión.	44
3.11.-	Menor valor o plusvalía comprada (Goodwill).	44
3.12.-	Activos intangibles distintos de la plusvalía.	45
3.13.-	Costos por intereses.	46
3.14.-	Pérdidas por deterioro del valor de los activos.	46
3.15.-	Activos no corrientes mantenidos para la venta y grupos en disposición.	47
3.16.-	Activos financieros.	47
3.17.-	Instrumentos financieros derivados y actividad de cobertura.	49
3.18.-	Inventarios.	51
3.19.-	Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	51
3.20.-	Efectivo y equivalentes al efectivo.	51
3.21.-	Capital social.	51
3.22.-	Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	52
3.23.-	Préstamos y otros pasivos financieros.	52
3.24.-	Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.	52
3.25.-	Obligaciones por beneficios post empleo u otros similares.	53
3.26.-	Provisiones.	54
3.27.-	Subvenciones estatales.	54
3.28.-	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.	55
3.29.-	Reconocimiento de ingresos.	55
3.30.-	Arrendamientos.	56
3.31.-	Contratos de construcción.	57
3.32.-	Cambio en criterio de reconocimiento de inversiones en conversiones.	57
3.33.-	Distribución de dividendos.	59
3.34.-	Costo de ventas.	59
3.35.-	Estado de flujos de efectivo	59
4.-	ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRITICOS DE LA ADMINISTRACIÓN.	60
4.1.-	Estimación del deterioro de la plusvalía comprada.	60
4.2.-	Valor razonable de derivados y de otros instrumentos financieros.	60
4.3.-	Beneficios por Indemnizaciones por cese pactadas (PIAS) y premios por antigüedad.	60
4.4.-	Tasaciones de propiedades, planta y equipo.	61



4.5.- 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).	61
5.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.	63
5.1.- Riesgo financiero.	63
6.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.	67
7.- OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.	68
7.1.- Activos y pasivos de cobertura.	68
7.2.- Activos financieros disponibles para la venta.	69
7.3.- Jerarquías del valor razonable.	69
8.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.	70
8.1.- Composición del rubro.	70
8.2.- Estratificación de la cartera.	74
8.3.- Resumen de estratificación de la cartera deudores comerciales.	75
8.4.- Cartera protestada y en cobranza judicial.	79
8.5.- Provisión y castigos.	79
8.6.- Número y monto de operaciones.	80
9.- CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.	80
9.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.	81
9.2.- Directorio y gerencia de la sociedad.	84
10.- INVENTARIOS.	86
10.1.- Información adicional de inventarios.	86
11.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.	87
12.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.	87
13.- INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACION.	88
13.1.- Composición del rubro.	88
13.2.- Inversiones en asociadas.	89
13.3.- Sociedades con control conjunto.	91
13.4.- Inversiones en subsidiarias.	96
14.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTO DE LA PLUSVALIA.	98
14.1.- Composición y movimientos de los activos intangibles.	98
14.2.- Activos intangibles con vida útil indefinida.	102
15.- PLUSVALIA.	103
16.- PROPIEDADES DE INVERSION.	103
16.1.- Composición y movimientos de las propiedades de inversión.	103
16.2.- Conciliación entre tasación obtenida y tasación ajustada incluida en los estados financieros.	103
16.3.- Ingresos de propiedades de inversión.	104
17.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.	104
17.1.- Vidas útiles.	104
17.2.- Detalle de los rubros.	105
17.3.- Reconciliación de cambios en propiedades, planta y equipo.	108
17.4.- Política de inversiones en propiedades, planta y equipo.	109
17.5.- Costo por intereses.	109
17.6.- Información a considerar sobre los activos revaluados.	109
18.- DETERIORO DE ACTIVOS.	112



18.1.- Prueba de deterioro de propiedad, planta y equipos, plusvalía comprada y otros activos intangibles de vida útil indefinida.	112
18.2.- Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor.	113
19.- IMPUESTOS DIFERIDOS.	114
19.1.- Activos por impuestos diferidos.	114
19.2.- Pasivos por impuestos diferidos.	115
19.3.- Movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera.	115
19.4.- Compensación de partidas.	116
20.- PASIVOS FINANCIEROS.	117
20.1.- Clases de otros pasivos financieros.	117
20.2.- Préstamos bancarios - desglose de monedas y vencimientos.	118
20.3.- Obligaciones con el público. (Bonos)	122
20.4.- Garantías de cilindros.	123
20.5.- Otros.	123
21.- CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.	123
21.1.- Pasivos acumulados (o devengados).	124
21.2.- Información cuentas comerciales y otras cuentas por pagar con pagos al día y con plazos vencidos.	124
22.- OTRAS PROVISIONES.	125
22.1.- Provisiones – saldos.	125
22.2.- Movimiento de las provisiones.	126
23.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.	127
23.1.- Detalle del rubro.	127
23.2.- Detalle de las obligaciones post empleo y similares.	127
23.3.- Balance de las obligaciones post empleo y similares.	127
23.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados.	127
23.5.- Hipótesis actuariales	128
24.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.	128
24.1.- Ingresos diferidos.	129
24.2.- Contratos de construcción.	129
25.- PATRIMONIO NETO.	130
25.1.- Gestión de capital.	130
25.2.- Capital suscrito y pagado.	130
25.3.- Número de acciones suscritas y pagadas.	130
25.4.- Política de dividendos.	130
25.5.- Dividendos.	131
25.6.- Reservas.	131
25.7.- Ganancias (pérdidas) acumuladas.	132
25.8.- Participaciones no controladoras.	133
25.9.- Transacciones con participaciones no controladoras.	134
25.10.- Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales.	134
26.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.	135
26.1.- Ingresos ordinarios.	135
26.2.- Otros ingresos, por función.	136
27.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES.	136
27.1.- Gastos por naturaleza.	136
27.2.- Gastos de personal.	136
27.3.- Depreciación y amortización.	137



27.4.- Otras ganancias (pérdidas).	137
28.- RESULTADO FINANCIERO.	138
28.1.- Composición diferencias de cambio.	138
28.2.- Composición unidades de reajuste.	139
29.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.	139
29.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	140
29.2.- Localización del efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	140
29.3.- Conciliación entre el resultado por impuestos a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.	140
29.4.- Efecto en los resultados integrales por impuestos a las ganancias.	141
29.5.- Diferencias temporarias no reconocidas.	141
29.6.- Gasto por impuestos de operaciones discontinuadas.	141
30.- GANANCIAS POR ACCION.	141
31.- INFORMACION POR SEGMENTO.	142
31.1.- Criterios de segmentación.	142
31.2.- Cuadros patrimoniales.	143
31.3.- Cuadros de resultados por segmentos.	145
31.4.- Cuadros de resultados por segmentos geográficos.	147
31.5.- Flujos de efectivo por segmento por método directo.	147
32.- SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA.	148
32.1.- Resumen de saldos en moneda extranjera.	148
32.2.- Saldos en moneda extranjera, activos.	150
32.3.- Saldos en moneda extranjera, pasivos.	152
33.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS	154
33.1.- Juicios y otras acciones legales.	154
33.2.- Juicios arbitrales	165
33.3.- Sanciones administrativas:	169
33.4.- Sanciones.	174
33.5.- Restricciones.	175
34.- GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.	176
34.1.- Garantías comprometidas con terceros.	176
35.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL.	177
36.- MEDIO AMBIENTE.	178
37.- NIIF 5 - ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA Y OPERACIONES DISCONTINUADAS	184
37.1.- Bienes del rubro propiedades planta y equipos.	184
37.2.- Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	184
37.3.- Discontinuación del negocio gas licuado de petróleo (GLP)	184
38.- HECHOS POSTERIORES.	192



NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

Correspondientes al 30 de junio de 2016 y 2015.

1.- INFORMACION GENERAL.

Compañía General de Electricidad S.A. (CGE S.A.), Rut 90.042.000-5, 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° 83, cotiza sus acciones en la Bolsa de Comercio de Santiago, la Bolsa de Comercio de Valparaíso y la Bolsa Electrónica de Chile.

CGE S.A. 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. Asimismo en el sector gas, tanto en el negocio de gas natural como el de gas licuado, presentado como disponible para la venta (en adelante denominados el "Grupo CGE").

Los mayores accionistas del Grupo CGE son los siguientes:

Gas Natural Fenosa Chile SpA.	97,36499%
Otros Accionistas	2,63501%

Gas Natural Fenosa Chile SpA es integrante del grupo GAS NATURAL FENOSA, cuya sociedad matriz es GAS NATURAL SDG, S.A. El accionista propietario del 100% de las acciones de Gas Natural Fenosa Chile SpA. es GAS NATURAL FENOSA INTERNACIONAL, S.A., 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 Critería Caixa Holding, S.A.U., en adelante grupo "la Caixa" y el grupo Repsol quienes en conjunto controlan un 64,4% de GAS NATURAL SDG, S.A.

Al 30 de junio de 2016, grupo "la Caixa" poseía el 34,4% de participación en el capital social de GAS NATURAL SDG, S.A. y grupo Repsol el 30,0% de participación en el mismo.

La emisión de estos estados financieros consolidados correspondientes al período terminado al 30 de junio de 2016 fue aprobada por el Directorio en Sesión Extraordinaria de fecha 21 de julio de 2016, quien con dicha fecha autorizó además su publicación.

2.- DESCRIPCIÓN DE LOS SECTORES DONDE PARTICIPA EL GRUPO CGE.

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 por medio de sus subsidiarias EMELARI, ELIQSA, ELECDA, EMELAT, CONAFE, CGE DISTRIBUCIÓN y EDELMAG que en conjunto abastecen a 2.745.535 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 6.961 GWh al 30 de junio de 2016.



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. Sin perjuicio de esto y no obstante el resultado positivo de los dos últimos procesos de licitación de suministro eléctrico, adjudicados en diciembre de 2014 y octubre de 2015, aún existen dificultades que afectan el desarrollo de proyectos de generación y transmisión, incorporando incertidumbre a la oferta de energía y sus precios.

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.

- i) CGE DISTRIBUCIÓN: Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, esta compañía cuenta con contratos suscritos en el marco de las licitaciones de suministro eléctrico efectuadas entre los años 2006 y 2015, en cumplimiento de la Ley General de Servicios Eléctricos. Producto de los mencionados procesos, CGE DISTRIBUCIÓN mantiene contratos por el total del suministro de sus clientes regulados con los generadores: Empresa Nacional de Electricidad 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., Abengoa Generación Chile S.A., Aela Generación S.A., Ibereólica Cabo Leones I S.A., Parque Solar Fotovoltaico Luz del Norte SpA, Amunche Solar SpA y Abengoa Generación Chile Dos S.A.

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° 2.288 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 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 S.A. 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 Distribución S.A. 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.

Por otra parte, con el objeto de satisfacer algunos déficits de energía no contratados que se presentaron en el año 2012 en la Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A. (EMELECTRIC) y Empresa Eléctrica de Talca S.A. (EMETAL) -filiales de CGE DISTRIBUCIÓN disueltas durante el año 2014, como resultado de la absorción de las primeras por parte de esta última, ambas empresas iniciaron el año 2008 los correspondientes procesos de licitación, haciendo entrega a la Comisión Nacional de Energía de las bases correspondientes. Posteriormente, las proyecciones de dichos déficits fueron incluidas en diversos procesos efectuados por CGE Distribución S.A. durante el año 2012, todos los cuales fueron declarados desiertos. Además de lo anterior, EMELECTRIC y EMETAL solicitaron oportunamente a los generadores que cuentan con excedentes en las energías contratadas con distintas empresas distribuidoras su autorización para la transferencia de dichos excedentes, de modo de mitigar el déficit existente, lo que no tuvo éxito ante la negativa de ellos. En consideración de ello, mediante Oficio N° 7230 del 7 de agosto de 2013, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles determinó que deben emplearse los excedentes de energía contratada de otras distribuidoras, requiriéndose el acuerdo previo entre concesionarias, la comunicación a las suministradoras, el informe favorable de la Comisión Nacional de Energía y el respeto a las características del suministro licitado en cuanto al precio y cantidad.

- ii) Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. cuenta con contratos suscritos en el marco de las licitaciones de suministro eléctrico efectuadas entre los años 2006 y 2015, en cumplimiento de la Ley General de Servicios Eléctricos. Producto de los mencionados procesos, CONAFE mantiene contratos con las empresas generadoras Colbún S.A., Empresa Nacional de Electricidad 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., Abengoa Generación Chile S.A., Aela Generación S.A., Ibereólica Cabo Leones I S.A., Parque Solar Fotovoltaico Luz del Norte SpA, Amunche Solar SpA y Abengoa Generación Chile Dos S.A.

No obstante lo anterior, en el marco de la licitación de suministro de potencia y energía eléctrica efectuada en el año 2015, CNE proyectó, en el Informe Final de Licitaciones de Suministro Eléctrico, de abril 2015, aprobado mediante Resolución Exenta N° 164 de 9 de abril de 2015, el total de excedentes y de déficits de energía contratada de las empresas distribuidoras en el período comprendido entre los años 2015 y 2030, considerando las componentes variables como parte del nivel de contratación de éstas y el uso parcial del mecanismo de traspaso de excedentes, de modo de solventar las necesidades de suministro a corto plazo. De esta forma, CNE proyectó que en el año 2016



CONAFE presentaría un déficit de energía contratada, el que sería menor a los excedentes totales de otras distribuidoras del Sistema Interconectado Central (SIC) en el mismo período. Así, con el propósito de cubrir dicho déficit de energía contratada y en cumplimiento de lo establecido en el Reglamento sobre Licitaciones de Suministro de Energía, CONAFE se encuentra gestionando con otras empresas distribuidoras que operan en el SIC la aplicación del mecanismo de traspaso de excedentes ya señalado.

Para el caso del suministro destinado a clientes libres, este se abastece a través del contrato que CONAFE mantiene con Gas Sur S.A.

Asimismo, la subsidiaria Empresa Eléctrica Atacama S.A. (EMELAT) cuenta con contratos suscritos en el marco de las licitaciones de suministro eléctrico efectuadas entre los años 2006 y 2015, en cumplimiento de la Ley General de Servicios Eléctricos. En efecto, producto de los mencionados procesos EMELAT mantiene contratos por con los generadores Empresa Nacional de Electricidad 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., Abengoa Generación Chile S.A., Aela Generación S.A., Ibereólica Cabo Leones I S.A., Parque Solar Fotovoltaico Luz del Norte SpA, Amunche Solar SpA y Abengoa Generación Chile Dos S.A. Para el caso de los clientes libres de EMELAT, estos son abastecidos a través del contrato suscrito con Gas Sur S.A.

Sin perjuicio de lo anterior, con el objeto de satisfacer algunos déficits de energía no contratados que se presentaron en el año 2012 en EMELAT, ésta inició el año 2008 los correspondientes procesos de licitación, haciendo entrega a la Comisión Nacional de Energía de las bases correspondientes. Posteriormente, las proyecciones de dichos déficits fueron incluidas en diversos procesos efectuados por la concesionaria CGE Distribución S.A. durante el año 2012, todos los cuales fueron declarados desiertos. Además de lo anterior, EMELAT solicitó oportunamente a los generadores que cuentan con excedentes en las energías contratadas con distintas empresas distribuidoras su autorización para la transferencia de dichos excedentes, de modo de mitigar el déficit existente, lo que no tuvo éxito ante la negativa de ellos. En consideración de ello, mediante Oficio N° 7230 del 7 de agosto de 2013, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles determinó que deben emplearse los excedentes de energía contratada de otras distribuidoras, requiriéndose el acuerdo previo entre concesionarias, la comunicación a las suministradoras, el informe favorable de la Comisión Nacional de Energía y el respeto a las características del suministro licitado en cuanto al precio y cantidad.

- iii) Para abastecer el consumo de sus clientes regulados del SING, las distribuidoras EMELARI, ELIQSA y ELECDA, cuentan con contratos de suministro de energía y potencia a precio regulado con el generador Engie Energía Chile S.A., los cuales entraron en vigencia el 1 de enero de 2012 por un período de 15 años (con vencimiento en diciembre de 2026).

Por otra parte, ELECDA para abastecer los consumos de sus clientes regulados del SIC, cuenta con contratos suscritos en el marco de las licitaciones de



suministro eléctrico efectuadas entre los años 2006 y 2015. En efecto, producto de los mencionados procesos ELECDA mantiene contratos por con los generadores Empresa Nacional de Electricidad 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., Abengoa Generación Chile S.A., Aela Generación S.A., Ibereólica Cabo Leones I S.A., Parque Solar Fotovoltaico Luz del Norte SpA, Amunche Solar SpA y Abengoa Generación Chile Dos S.A.

Sin perjuicio de lo anterior, con el objeto de satisfacer algunos déficits de energía no contratados que se presentaron en el año 2012, ELECDA inició el año 2008 los correspondientes procesos de licitación, haciendo entrega a la Comisión Nacional de Energía de las bases correspondientes. Posteriormente, las proyecciones de dichos déficits fueron incluidas en diversos procesos efectuados por la concesionaria CGE Distribución S.A. durante el año 2012, todos los cuales fueron declarados desiertos. Además de lo anterior, ELECDA solicitó oportunamente a los generadores que cuentan con excedentes en las energías contratadas con distintas empresas distribuidoras su autorización para la transferencia de dichos excedentes, de modo de mitigar el déficit existente, lo que no tuvo éxito ante la negativa de ellos. En consideración de ello, mediante Oficio N° 7230 del 7 de agosto de 2013, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles determinó que deben emplearse los excedentes de energía contratada de otras distribuidoras, requiriéndose el acuerdo previo entre concesionarias, la comunicación a las suministradoras, el informe favorable de la Comisión Nacional de Energía y el respeto a las características del suministro licitado en cuanto al precio y cantidad.

En relación al referido Oficio 7230/2013, algunas empresas generadoras presentaron recursos de reclamación y/o protección en contra de dicho oficio en la Corte de Apelaciones, los cuales, con fecha 10 de abril de 2014, fueron desestimados por dicho tribunal. En el caso de los recursos de reclamación, el fallo de la Corte de Apelaciones se basó en la extemporaneidad de sus presentaciones, lo cual fue revocado por la Corte Suprema con fecha 8 de julio de 2014, por lo que el 29 de enero de 2015 la Corte de Apelaciones rechazó nuevamente los recursos, esta vez pronunciándose sobre el fondo del asunto debatido. Posteriormente, el 29 de julio de 2015, la Corte Suprema confirmó los fallos de primera instancia dictados por la Corte de Apelaciones de Santiago, rechazando las reclamaciones. En el caso de los recursos de protección, con fecha 9 de julio de 2014, la Corte Suprema confirmó las sentencias de rechazo. Así, con fecha 28 de abril de 2016, CGE DISTRIBUCIÓN, EMELAT y ELECDA suscribieron con diversas distribuidoras los convenios de transferencia de excedentes que les permitirán solventar los referidos déficit de energía contratada en el mes de diciembre de 2012. Dichos convenios fueron remitidos a la Comisión Nacional de Energía para que ésta emita el informe favorable a las transferencias.

- iv) 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, 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 subtransmisión;
- Cargo único por uso del Sistema Troncal; 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 el cargo único por uso del Sistema Troncal son traspasados a los clientes finales, en consecuencia, la empresa distribuidora sólo recauda el 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.

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 remunerada:

- 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 IPP Industrial, del precio del cobre, del precio del aluminio 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 CNE.

El 2 de abril de 2013 fue publicado en el Diario Oficial el Decreto N°1T-2012 del Ministerio de Energía, que fija las fórmulas tarifarias aplicables en el periodo desde el 4 de noviembre de 2012 al 3 de noviembre de 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, suspensión y reconexión de servicios, 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 vigentes.

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 EJSEDSA abastece a 920.605 clientes distribuidos en las provincias de Tucumán, Jujuy y San Juan, con ventas físicas que alcanzaron a 2.572 GWh acumulados al 30 de junio de 2016.

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 Secretaría 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.

La transmisión de electricidad está compuesta por el sistema de transmisión troncal, los sistemas de subtransmisión y los sistemas de transmisión adicional. El sistema troncal interconecta las subestaciones troncales definidas en los decretos de precio de nudo, mientras que los sistemas de subtransmisión corresponden a las instalaciones necesarias para interconectar el sistema troncal con los clientes finales (empresas distribuidoras o clientes no sometidos a regulación de precios) que se encuentren en zonas de concesión de empresas distribuidoras. Por su parte, los sistemas de transmisión adicional corresponden a todas las instalaciones que no pertenecen al sistema troncal o a la subtransmisión y que están destinadas principalmente al suministro de energía a usuarios no sometidos a regulación de precios o por aquellas cuyo objeto principal es permitir a los generadores inyectar su producción al sistema eléctrico.

El negocio de transformación y transporte de energía eléctrica del Grupo CGE, es desempeñado principalmente por la subsidiaria TRANSNET. Ésta cuenta con una infraestructura de subtransmisión y transformación que se extiende desde la Región de Atacama a la Región de Los Lagos, cuyas instalaciones 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 subtransmisión del Sistema Interconectado Central.

Dentro de este negocio también participa TRANSEMEL, que atiende a las empresas distribuidoras del SING, es decir, EMELARI, ELIQSA y ELECDA, que también disponen de activos propios asociados a esta actividad.

Demanda:

La demanda física que enfrenta el segmento de la subtransmisión, corresponde principalmente a la energía retirada del sistema de subtransmisión, equivalente a los requerimientos de las empresas distribuidoras del Grupo 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 del Grupo 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:

Debido a que la subtransmisión eléctrica presenta características de monopolio natural, su operación está regulada por la Ley N° 19.940 de 2004 (conocida como Ley Corta I,



posteriormente refundida en la Ley Eléctrica DFL N°4/20.018 de 2006), que modificó el marco regulatorio de la transmisión de electricidad, estableciendo un nuevo régimen de tarifas, otorgando certidumbre regulatoria a este segmento.

En resumen, el proceso consiste en calcular cada cuatro años una tarifa para los servicios regulados de una empresa transmisora eficiente de manera que, considerando una cierta demanda esperada y sus costos de operación, mantención y administración, ésta pueda obtener la rentabilidad sobre sus inversiones definida en el marco regulatorio vigente. Su aplicación se refleja en el último Decreto N°14 de Tarifas de Subtransmisión, publicado el 9 de abril de 2013, que rige desde el 1 de enero del año 2011 hasta el 31 de diciembre del año 2015, donde se estableció un precio regulado aplicable a cada unidad de energía y de potencia que circule por las redes de subtransmisión para los retiros de empresas distribuidoras o clientes libres, y para las inyecciones de empresas generadoras conectadas directamente al sistema de subtransmisión. Para la determinación de estos precios se consideraron tasas de crecimiento de consumo proyectadas para los años 2010 al 2019.

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 TECNET y EDELMAG, ésta última con una capacidad instalada en sus centrales generadoras térmicas a gas natural y petróleo diesel de 110 MW.

En el SIC, a través de GAS SUR, se opera la Central Newen, ubicada en la VII región, una termoeléctrica que cuenta con una turbina de generación a gas de 15 MW.

2.2.- Sector gas.

2.2.1.- Gas licuado.

El Grupo CGE desde el cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2015 a la fecha del cierre de los estados financieros por el período terminado al 30 de junio de 2016 ha discontinuado el negocio del gas licuado de petróleo, el cual es presentado como disponible para la venta.

2.2.2.- Gas natural.

GAS NATURAL CHILE S.A., más adelante indistintamente la “Sociedad”, es la entidad escindida de la división de GASCO S.A., que fue aprobada en Junta Extraordinaria de Accionistas de fecha 30 de marzo de 2016, 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., comenzaran a partir del 1 de enero de 2016.

El Grupo CGE, a través de su filial Gas Natural Chile S.A., posee una presencia significativa en la industria del gas natural en Chile, además participa en Argentina en el transporte de gas por gasoductos y la distribución de gas natural en 4 provincias.



Gas Natural Chile S.A. concentra las actividades de distribución y transporte de gas natural en Chile y en Argentina, a través de sus empresas subsidiarias, de control conjunto y asociadas, abasteciendo a clientes residenciales, comerciales e industriales, en ambos países. En el negocio de distribución de gas natural en Chile, Gas Natural Chile S.A. participa en esta actividad a través de sus subsidiarias Metrogas S.A., en las Regiones Metropolitana y del Libertador General Bernardo O'Higgins, Gas Sur S.A. e Innergy Holdings S.A. en la Región del Bío Bío. En Argentina se distribuye gas natural a través de Gasnor S.A. y comercializa gas natural a través de Gasmarket S.A. También participa en el transporte de gas natural a través de Gasoducto del Pacífico Chile S.A. y Gasandes S.A. y en Argentina a través de Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A. y Gasandes (Argentina) S.A.

Al 30 de junio de 2016, el número total de clientes abastecidos por Metrogas S.A., Gas Sur S.A., Innergy Holding S.A. y Gasoducto del Pacífico S.A. alcanza los 666.624, mientras que Gasnor S.A. provee de gas natural a 515.078 clientes en Argentina.

Marco Normativo en discusión que afecta a su negocio de distribución de gas natural:

La Ley que rige actualmente la industria del gas natural, es el Decreto con Fuerza de Ley N°323, Ley General de Servicios de Gas, que se promulgó en 1931. La agenda energética del Gobierno anunciada en mayo del 2014, incluye como medida complementar los vacíos que existan en la regulación de la distribución de gas natural por red, para lo cual el Ejecutivo ingresó en enero de 2015 al Congreso Nacional un proyecto de ley para tal efecto.

Parte de la discusión se centra en la rentabilidad máxima de las distribuidoras, el rol del tribunal de defensa de la libre competencia, el tratamiento de determinados activos de concesión, como son las inversiones en conversión que la Compañía considera como activos para el cálculo de la rentabilidad regulatoria, entre otros.

Demanda:

El gas natural corresponde a un bien de consumo básico, cuya demanda es bastante estable en el tiempo y no es afectada significativamente por los ciclos económicos. Sin embargo, factores tales como la temperatura y el precio del gas natural en relación a otras alternativas de combustibles, podrían eventualmente afectarla.

En relación con los precios, esta actividad está expuesta a los riesgos de un negocio vinculado a los precios de los combustibles líquidos y gaseosos, cuyos valores tienen un comportamiento que es propio de commodities transados en los mercados internacionales.

Abastecimiento:

Actualmente, la subsidiaria Metrogas S.A. cuenta con un abastecimiento continuo a través del Terminal de Regasificación de Quintero, cuya puesta en marcha se realizó en el mes de septiembre de 2009 y que desde el 1° de enero de 2011 opera a plena capacidad, ha permitido contar con gas natural proveniente desde distintas partes del mundo, a precios competitivos, reduciendo la vulnerabilidad en cuanto al abastecimiento.



Adicionalmente, METROGAS dispone de un sistema de respaldo de gas natural simulado, el cual puede ser inyectado en las redes en reemplazo del gas natural, y que estuvo en operación hasta agosto de 2009, y además cuenta con almacenamiento de gas natural en los gasoductos de Electrogas y GASANDES, ambos con el objeto de asegurar el suministro a los clientes residenciales y comerciales.

Con respecto al riesgo de suministro, Gas Sur S.A. adquiere su materia prima con proveedores nacionales, principalmente ENAP e importa una cantidad menor de gas natural desde Argentina para su posterior distribución.

En lo que respecta a la subsidiaria Gas Sur S.A., su distribución está orientada a atender clientes residenciales y comerciales en la Región del Bío Bío, cuyo consumo respecto al volumen total de gas comercializado en su zona de influencia es bajo, a su vez, la sociedad Innergy Soluciones Energéticas S.A. distribuye en esta misma región gas natural a clientes industriales.

Cabe tener presente, que por Resolución Exenta N° 2607 de fecha 31 de diciembre de 2009 de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), en razón de haber superado parcialmente la crisis de suministro de gas natural con la entrada en operación del suministro de gas natural proveniente de la regasificación de GNL, se dejó sin efecto para la zona centro de Chile la Resolución Exenta N°754/2004 de la SEC, y sus posteriores modificaciones, la cual instruye la adopción de medidas ante una contingencia en el suministro de gas natural. Las distribuidoras de gas que operan en la zona central de Chile, de la Asociación de Distribuidoras de Gas Natural (AGN), han solicitado a la SEC la derogación de Resolución Exenta N° 2607 ya referida, restituyendo la vigencia de las disposiciones de la Resolución Exenta N° 754 en la zona centro.

Dado todo lo anterior, el riesgo de desabastecimiento para clientes residenciales y comerciales de las empresas distribuidoras de gas natural producto de restricciones del gas argentino se encuentra minimizado y se han tomado las medidas para reducir de manera significativa el riesgo de suministro.

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 intermedios del Grupo CGE han sido preparados de acuerdo a la Norma Internacional de Contabilidad N° 34 (NIC 34) incorporada a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board ("IASB").

Los estados financieros consolidados intermedios han sido preparados de acuerdo con el principio de costo, modificado por la revaluación de propiedades, planta y equipo, propiedades de inversión, activos financieros disponibles para la venta y ciertos activos y pasivos financieros



(incluyendo instrumentos financieros derivados) a valor razonable con cambios en resultados o en patrimonio.

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

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

Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015, se han efectuado reclasificaciones menores para facilitar su comparación con el período terminado al 30 de junio de 2016, de igual forma se presentan los efectos en el estado de resultados consolidado intermedio por función y el estado consolidado intermedio de flujo de efectivo directo lo informado en Nota 37.3, en cuanto a la discontinuación del negocio de gas licuado de petróleo (GLP), estas reclasificaciones no modifican el resultado ni el patrimonio del ejercicio anterior.

3.2. Aplicación retroactiva de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

Con fecha 17 de octubre de 2014 la SVS emitió el Oficio Circular N° 856, instruyendo a las entidades fiscalizadas registrar en el ejercicio 2014 contra patrimonio las diferencias en activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos producidos por efecto directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría introducido por la Ley N° 20.780, lo cual, considerando que tal tratamiento difiere de lo establecido por la Norma Internacional de Contabilidad N° 12 (NIC 12), cambió el marco de preparación y presentación de información financiera adoptado hasta esa fecha.

Conforme lo establecido en el párrafo 4A de la NIIF 1, el Grupo CGE ha decidido aplicar retroactivamente las NIIF, de acuerdo con la NIC 8 "Políticas contables, cambios en las estimaciones contables y errores", como si nunca hubiera dejado de aplicar dichas NIIF.

Considerando que lo detallado en el párrafo anterior no modifica ninguna de las cuentas expuestas en los estados de situación patrimonial al 30 de junio de 2016 y 2015, como tampoco al 31 de diciembre de 2015 y 2014, conforme lo expresado en el párrafo 4A de la NIC 1 "Presentación de estados Financieros", no resulta necesaria la incorporación de saldos modificados al 1 de enero de 2015 (tercera columna).

3.3.- Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas por el Grupo.

Los siguientes estándares, interpretaciones y enmiendas son obligatorios por primera vez para los ejercicios financieros iniciados el 1 de enero de 2016.

3.3.1.- NIIF 14 "Cuentas Regulatorias Diferidas", emitida en enero de 2014, es una norma provisional que pretende mejorar la comparabilidad de información financiera de entidades que están involucradas en actividades con precios regulados. Muchos países tienen sectores industriales que están sujetos a la regulación de precios (por ejemplo gas,



agua y electricidad), la cual puede tener un impacto significativo en el reconocimiento (momento y monto) de ingresos de la entidad. Una entidad que ya presenta estados financieros bajo IFRS no debe aplicar esta norma. Su aplicación es efectiva a contar del 1 de enero de 2016.

- 3.3.2.- Enmienda a NIC 19 “Beneficios a los empleados”. Emitida en septiembre de 2014. Esta enmienda clarifica que profundidad del mercado de los bonos corporativos de alta calidad crediticia se evalúa en base a la moneda en que está denominada la obligación, en vez del país donde se encuentra la obligación. Cuando no exista un mercado profundo para estos bonos en esa moneda, se utilizará bonos emitidos por el gobierno en la misma moneda y plazos. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de enero de 2016.
- 3.3.3.- Enmienda a NIC 16 “Propiedades, Planta y Equipo” y NIC 38 “Activos Intangibles”. Emitida en mayo de 2014. En sus enmiendas a NIC 16 y NIC 38 el IASB clarificó que el uso de métodos basados en los ingresos para calcular la depreciación de un activo no es adecuado porque los ingresos generados por una actividad que incluye el uso de un activo, generalmente reflejan factores distintos del consumo de los beneficios económicos incorporados al activo. El IASB también aclaró que los ingresos generalmente presentan una base inadecuada para medir el consumo de los beneficios económicos incorporados de un activo intangible. Sin embargo, esta suposición puede ser rebatida en ciertas circunstancias limitadas. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de enero de 2016.
- 3.3.4.- Enmienda a NIC 16 “Propiedades, Planta y Equipo” y NIC 41 “Agricultura”. Emitida en junio de 2014. Estas enmiendas establecen que el tratamiento contable de las plantas productoras de frutos debe ser igual a propiedades, planta y equipo, debido a que sus operaciones son similares a las operaciones de manufactura. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de enero de 2016.
- 3.3.5.- Enmienda a NIIF 11 “Acuerdos Conjuntos”. Emitida en mayo de 2014. Esta enmienda se aplica a la adquisición de una participación en una operación conjunta que constituye un negocio. La enmienda clarifica que los adquirentes de estas partes deben aplicar todos los principios de la contabilidad para combinaciones de negocios de NIIF 3 “Combinaciones de Negocios” y otras normas que no estén en conflicto con las guías de NIIF 11 “Acuerdos Conjuntos”. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de enero de 2016.
- 3.3.6.- Enmienda a NIC 27 “Estados Financieros Separados”. Emitida en agosto de 2014. Esta enmienda restablece la opción de utilizar el método de la participación para la contabilidad de las inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas en los estados financieros separados. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de enero de 2016.
- 3.3.7.- Enmienda a NIIF 5 “Activos no Corrientes Mantenedidos para la Venta y Operaciones Discontinuas”. Emitida en septiembre de 2014. Esta enmienda clarifica que si la entidad reclasifica un activo (o grupo de activos para su disposición) desde mantenido para la venta directamente a mantenido para distribuir a los propietarios, o desde mantenido para distribuir a los propietarios directamente a mantenido para la venta, entonces el cambio en la clasificación es considerado una continuación en el plan original de venta. El IASB aclara que en estos casos no se aplicarán los requisitos de contabilidad



para los cambios en un plan de venta. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de enero de 2016.

- 3.3.8.- Modificación a NIIF 7 “Instrumentos Financieros: Información a Revelar”. Emitida en septiembre de 2014. Esta modificación clarifica que los acuerdos de servicio pueden constituir implicación continuada en un activo transferido para los propósitos de las revelaciones de transferencias de activos financieros. Generalmente esto será el caso cuando el administrador tiene un interés en el futuro rendimiento de los activos financieros transferidos como consecuencia de dicho contrato. Las modificaciones serán de aplicación obligatoria para los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2016.
- 3.3.9.- Modificación a NIC 34 “Información Financiera Intermedia”. Emitida en septiembre de 2014. Esta modificación clarifica que las revelaciones requeridas deben estar o en los estados financieros interinos o deben ser indicadas con referenciadas cruzadas entre los estados financieros interinos y cualquier otro informe que lo contenga. La modificación será de aplicación obligatoria para los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2016.
- 3.3.10.- Modificación a NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados”, NIIF 12 “Información a Revelar sobre Participaciones en Otras Entidades” y NIC 28 “Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos”. Emitida en diciembre de 2014. Estas modificaciones introducen clarificaciones menores acerca de los requerimientos para la contabilización de entidades de inversión. Las modificaciones serán de aplicación obligatoria para los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2016.
- 3.3.11.- Modificación a NIC 1 “Presentación de Estados Financieros”. Emitida en diciembre de 2014. Estas modificaciones abordan algunas preocupaciones expresados sobre los requerimientos de presentación y revelación, y aseguran que las entidades tienen la posibilidad de ejercer juicio cuando apliquen NIC 1. Las modificaciones serán de aplicación obligatoria para los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2016.

3.4.- Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2016, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.

- 3.4.1.- 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.
- 3.4.2.- 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.

- 3.4.3.- NIIF 16 “Arrendamientos”, emitida en mayo de 2014, 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”.
- 3.4.4.- 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. Las modificaciones serán de aplicación obligatoria para los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2017 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.4.5 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. Las modificaciones serán de aplicación obligatoria para los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2017 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.4.6.- 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.

La Administración del Grupo CGE estima que la adopción de las Normas, Enmiendas e Interpretaciones, antes descritas, 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.



3.5.- Bases de consolidación.

3.5.1.- Subsidiarias o filiales.

Subsidiarias o filiales son todas las entidades (incluidas las entidades de cometido especial) sobre las que el Grupo CGE 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 el Grupo CGE 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 Grupo CGE, en general, 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, el Grupo CGE 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 el Grupo CGE, se modifican las políticas contables de las subsidiarias.



3.5.2.- Transacciones y participaciones no controladoras.

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

3.5.3.- 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.

3.5.4.- Asociadas o coligadas.

Asociadas o coligadas son todas las entidades sobre las que el Grupo CGE 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 del Grupo CGE 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 del Grupo CGE 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 del Grupo CGE 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, el Grupo CGE 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 el Grupo CGE 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.



3.6.- Entidades subsidiarias.

3.6.1.- Entidades de consolidación directa.

Rut	Nombre sociedad	País	Domicilio subsidiaria	Moneda funcional	Porcentaje de participación en el capital y en los votos			
					30-06-2016			31-12-2015
					Directo	Indirecto	Total	Total
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Pdte. Riesco 5561 Piso 15, Las Condes, Santiago	CL \$	99,34365%	0,00000%	99,34365%	99,34365%
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	13 Norte 810, Viña del Mar	CL \$	99,31496%	0,00000%	99,31496%	99,31496%
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 \$	98,21715%	0,00000%	98,21715%	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%
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Pdte. Riesco 5561 Piso 12, Las Condes, Santiago	CL \$	99,59179%	0,00878%	99,60057%	99,60057%
90.310.000-1	Gasco S.A.	Chile	Santo Domingo 1061, Santiago	CL \$	56,62438%	0,00000%	56,62438%	56,62438%
76.560.818-K	Gas Natural Chile S.A.	Chile	Santo Domingo 1061, Santiago	CL \$	56,62438%	0,00000%	56,62438%	0,00000%
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Avda. Las Parcelas 5490, Estación Central, Santiago	CL \$	99,77778%	0,22222%	100,00000%	100,00000%
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%

3.6.2.- Cambios en el perímetro de consolidación.

3.6.2.1 Perímetro de consolidación directo

Con fecha 18 de diciembre de 2015 el Grupo CGE informó mediante un Hecho Esencial dirigido a la Superintendencia de Valores y Seguros que el Directorio de Compañía General de Electricidad S.A. ("CGE") tomó conocimiento, a través de una carta recibida de su accionista controlador, Gas Natural Fenosa Chile SpA ("GNF"), de la suscripción con fecha 18 de diciembre de 2015 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, cuyos pasos y aspectos principales se exponen a continuación (el "Contrato o Acuerdo"). 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. 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.

Producto de lo anterior el Grupo CGE ha dejado de consolidar línea a línea el negocio de gas licuado del petróleo según se detalla en Nota 37.3 e incorporado los activos en el rubro “Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios”, los pasivos en el rubro “Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta” y los resultados en el rubro “Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas”.

No existen otros cambios en el perímetro de consolidación directo para el período terminado al 30 de junio de 2016 y ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015.

3.6.2.2 Perímetro de consolidación Indirecto

Los siguientes cambios se han producido en el perímetro de consolidación indirecto de nuestras subsidiarias para el período terminados al 30 de junio de 2016 y ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015:

Con fecha 18 de junio de 2015, la subsidiaria Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. fusionó por incorporación a su Subsidiaria Emel Atacama S.A., con efecto al 1 de enero de 2015, lo que implicó la incorporación de los accionistas minoritarios de esta última sociedad a la propiedad de la primera. Además, pasó a tener propiedad directa de Empresa Eléctrica Atacama S.A. (Emelat) que hasta la fecha de fusión era subsidiaria de Emel Atacama S.A.

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.

Esta división produce efectos contables a contar del 1 de enero de 2016, de acuerdo a lo acordado en la citada Junta Extraordinaria de Accionistas.

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 Aproveionadora Global de Energía S.A.

Producto de esta división la subsidiaria Metrogas S.A. modifica su perímetro de consolidación al 30 de junio de 2016, 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.

Esta división produce efectos contables a contar del 1 de abril de 2016, de acuerdo a lo acordado en la citada Junta Extraordinaria de Accionistas.



3.6.3.- 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			
						30-06-2016		31-12-2015	
						Subsidiaria	CGE	Subsidiaria	CGE
96.722.460-K	Metrogas S.A.	Chile	El Regidor 54, Las Condes, Santiago	CL \$	Gas Natural Chile S.A.	51,83784%	29,35286%	51,83784%	29,35286%
76.578.731-9	Aprovisionadora Global de Energía S.A.	Chile	El Regidor 66, Las Condes - Santiago	CL \$	Gas Natural Chile S.A.	51,83784%	29,35286%	0,00000%	0,00000%
96.636.520-K	Gasmar S.A.	Chile	Avda. Apoquindo 3200 piso 11, Las Condes, Santiago	US \$	Gasco S.A.	63,75000%	36,09804%	63,75000%	36,09804%
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Avda. Gran Bretaña 5691, Talcahuano	CL \$	Gas Natural Chile S.A.	100,00000%	56,62438%	100,00000%	56,62438%
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Santo Domingo 1061, Santiago	CL \$	Gasco S.A.	100,00000%	56,62438%	100,00000%	56,62438%
79.738.350-3	Inversiones Invergas S.A.	Chile	Rosas 1062, Santiago	CL \$	Gasco S.A.	100,00000%	56,62438%	100,00000%	56,62438%
96.930.050-8	Inversiones Atlántico S.A.	Chile	Santo Domingo 1061, Santiago	CL \$	Gasco S.A.	100,00000%	56,62438%	100,00000%	56,62438%
76.580.784-0	Sociedad Inversiones Atlántico S.A.	Chile	Santo Domingo 1061 - Santiago	CL \$	Gas Natural Chile S.A. - CGE Magallanes S.A.	100,00000%	56,62438%	0,00000%	0,00000%
96.964.210-8	Automotive Gas Systems S.A.	Chile	Santo Domingo 1061, Santiago	CL \$	Gasco S.A.	100,00000%	56,62438%	100,00000%	56,62438%
76.076.073-0	Transportes e Inversiones Magallanes S.A.	Chile	Avda. Frei 314, Punta Arenas	CL \$	Gasco S.A.	85,00000%	48,13072%	85,00000%	48,13072%
76.742.300-4	Autogasco S.A.	Chile	Santo Domingo 1061, Santiago	CL \$	Gasco S.A.	100,00000%	56,62438%	100,00000%	56,62438%
0-E	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Colombia	Calle 113 7-21 Torre A of. 805, Bogotá	Cop \$	Gasco S.A.	70,03203%	39,65520%	70,03203%	39,65520%
76.171.653-0	GN Holding Argentina S.A.	Chile	Santo Domingo 1061, Santiago	US \$	Gas Natural Chile S.A.	100,00000%	56,62438%	100,00000%	56,62438%
96.762.250-8	Gasoducto del Pacífico S.A.	Chile	Sebastián Elcano 1995, Hualpén, Concepción	US \$	Gas Natural Chile S.A.	60,00000%	33,97463%	60,00000%	33,97463%
0-E	Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd.	Islas Cayman	190 Elgin Avenue Grand Cayman KY1-9005 Cayman Islands	US \$	Gasco Natural Chile S.A. - GN Holding Argentina S.A.	56,70000%	32,10602%	56,70000%	32,10602%
0-E	Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	Argentina	Sarmiento 1230 piso 9 y 10, Buenos Aires	AR \$	GN Holding Argentina S.A.	56,69780%	32,10478%	56,69780%	32,10478%
96.867.260-6	Centrogas S.A.	Chile	Av. Vitacura 7646, Santiago	CL \$	Metrogas S.A.	99,99750%	99,99750%	99,99750%	29,35212%
96.620.900-3	Empresa Chilena de Gas Natural S.A.	Chile	El Regidor 54, Las Condes, Santiago	CL \$	Metrogas S.A.	99,99500%	29,35139%	99,99500%	29,35139%
99.589.320-7	Financiamiento Doméstico S.A.	Chile	El Regidor 54, Las Condes, Santiago	CL \$	Metrogas S.A.	99,90000%	29,32350%	99,90000%	29,32350%
0-E	Unigas Colombia S.A. E.S.P.	Colombia	Autopista Medellín, Kilometro 1 vía Siberia Cota	Cop \$	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	70,00000%	27,75864%	70,00000%	27,75864%
96.856.650-4	Innergy Holdings S.A.	Chile	O'Higgins 940 of. 1001-1002, Concepción	US \$	Inversiones Atlántico S.A.	60,00000%	33,97463%	60,00000%	33,97463%
96.856.700-4	Innergy Transportes S.A.	Chile	O'Higgins 940 of. 1001-1002, Concepción	US \$	Innergy Holdings S.A.	99,99990%	33,97459%	99,99990%	33,97459%
96.861.390-1	Innergy Soluciones Energéticas S.A.	Chile	O'Higgins 940 of. 1001-1002, Concepción	US \$	Innergy Holdings S.A.	99,99990%	33,97459%	99,99990%	33,97459%
0-E	GN Holding Argentina Comercializadora S.A.	Argentina	Avda. Leandro Alem 1050 piso 4, Buenos Aires	AR \$	GN Holding Argentina S.A.	100,00000%	56,62438%	100,00000%	56,62438%
0-E	JGB Inversiones S.A.S. E.S.P.	Colombia	Calle 113 No. 7 - 21 Torre A Oficina 805 - Bogotá	Cop \$	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	100,00000%	39,65520%	100,00000%	39,65520%
78.512.190-2	Energy Sur 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%
96.868.110-9	Hormigones del Norte S.A.	Chile	Avenida la Fragua 1240 Barrio Industrial, Coquimbo	CL \$	Transformadores Tusan S.A.	99,99500%	99,99500%	99,99500%	99,99500%
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Pedro Aguirre Cerda 5558, Antofagasta	CL \$	Emel Norte S.A.	90,40552%	88,79373%	90,40552%	88,79373%
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Zegers 469, Iquique	CL \$	Emel Norte S.A.	88,14828%	86,57673%	88,14828%	86,57673%
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Baquadano 731 Piso 12, Arica	CL \$	Emel Norte S.A.	90,96851%	89,34668%	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.	97,42639%	95,68942%	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.	98,40504%	96,65063%	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.	98,40504%	97,73093%	98,40504%	97,73093%
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 Sebastian S.A.	Chile	Croacia 444-A, Punta Arenas	CL \$	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	99,99980%	55,10680%	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%	90,00000%	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.	100,00000%	99,99164%	100,00000%	99,99164%
0-E	Energía San Juan S.A.	Argentina	Mendoza 50 Sur, San Juan	AR \$	Agua Negra S.A.	99,99999%	99,99999%	99,99999%	99,99999%
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	Enerplus S.A.	Chile	Pdte. Riesco 5561 Piso 15, Las Condes, Santiago	CL \$	Novanet S.A.	54,79450%	100,00000%	54,79450%	100,00000%



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

3.6.4.1.- Entidades asociadas

Rut	Nombre sociedad	País	Domicilio sociedad	Moneda funcional	Asociada de	Porcentaje de Participación de			
						30-06-2016		31-12-2015	
						Subsidiaria	CGE	Subsidiaria	CGE
99.527.700-K	Campanario Generación S.A.	Chile	El Regidor 66 piso 16, Las Condes, Santiago	CL \$	Gasco S.A.	20,00000%	11,32488%	20,00000%	11,32488%
0-E	Gasmarket S.A.	Argentina	Jean Jaures 216 piso 4, Buenos Aires	AR \$	Gasco Argentina S.A.	50,00000%	28,31219%	50,00000%	28,31219%
0-E	Montagas S.A. E.S.P.	Colombia	Carrera 25 15-29, Pasto	Cop \$	Inversiones IGLP S.A.S. E.S.P.	33,33300%	18,87460%	33,33300%	18,87460%
0-E	Energas S.A. E.S.P.	Colombia	Carrera 25 15-29, Pasto	Cop \$	Inversiones IGLP S.A.S. E.S.P.	28,22100%	15,97997%	28,22100%	15,97997%
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.	50,00000%	50,00000%	50,00000%	50,00000%
96.641.810-9	Gas Natural Producción S.A.	Chile	El Bosque Norte 0177, Santiago	CL \$	Gas Natural Chile S.A.	36,14500%	20,46688%	36,14500%	20,46688%

3.6.4.2.- Entidades control conjunto

Rut	Nombre sociedad	País	Domicilio sociedad	Moneda funcional	Sociedad control conjunto de	Porcentaje de Participación de			
						30-06-2016		31-12-2015	
						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%	49,99582%
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%	19,42211%
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%
0-E	Gascart S.A.	Argentina	Jean Jaures 216 piso 4, Buenos Aires	AR \$	GN Holding Argentina S.A.	50,00000%	28,31219%	50,00000%	28,31219%
0-E	Gasnor S.A.	Argentina	Jean Jaures 216 piso 4, Buenos Aires	AR \$	GN Holding Argentina S.A.	2,60000%	1,47223%	2,60000%	1,47223%
76.349.706-2	Hualpén Gas S.A.	Chile	Av. Apoquindo 3200 piso 11 Las Condes	US \$	Gasmar S.A.	50,00000%	18,04902%	50,00000%	14,43922%
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Avda. Rosario Norte 532, of. 1604, Las Condes, Santiago	CL \$	Metrogas S.A.	20,00000%	5,87057%	20,00000%	5,87057%
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Avda. Rosario Norte 532, of. 1604, Las Condes, Santiago	CL \$	Metrogas S.A.	33,33300%	9,78419%	33,33300%	9,78419%
0-E	Gasoductos Gasandes (Argentina) S.A.	Argentina	Honduras 5663, piso 2, Buenos Aires.	AR\$	Metrogas S.A.	47,00000%	13,79584%	47,00000%	13,79584%
96.721.360-8	Gasoductos Gasandes S.A.	Chile	Avda.Chena 11650, San Bernardo, Santiago	US \$	Metrogas S.A.	47,00000%	13,79584%	47,00000%	13,79584%
96.761.130-1	Andes Operaciones y Servicios S.A.	Chile	Avda.Chena 11650, San Bernardo, Santiago	US \$	Metrogas S.A.	50,00000%	14,67643%	50,00000%	14,67643%



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

3.7.1.- 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 del Grupo CGE.

3.7.2.- 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.

3.7.3.- 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 \$	CL \$ / Cop \$
30-06-2016	661,37	731,93	26.052,07	43,97	0,23
31-12-2015	710,16	774,61	25.629,09	54,75	0,22
30-06-2015	639,04	712,34	24.982,96	70,35	0,25

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



3.7.4.- Entidades del Grupo CGE.

Los resultados y la situación financiera de todas las entidades del Grupo CGE (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.

3.8.- 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, gas, servicios e inversiones, para los que se toman las decisiones estratégicas. Esta información se detalla en Nota 31.

3.9.- Propiedades, planta y equipo.

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

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



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

El resto de las propiedades, planta y equipo, tanto en su reconocimiento inicial como en su medición posterior, son valorados a su costo menos la correspondiente depreciación y deterioro acumulado de existir.

Los costos posteriores (reemplazo de componentes, mejoras, ampliaciones, crecimientos, etc.) se incluyen en el valor del activo inicial o se reconocen como un activo separado, sólo cuando es probable que los beneficios económicos futuros asociados con los elementos de las propiedades, planta y equipo vayan a fluir a la Sociedad y el costo del elemento pueda determinarse de forma fiable. El valor del componente sustituido se da de baja contablemente. El resto de las reparaciones y mantenciones se cargan en el resultado del ejercicio o período en el que se incurrir.

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

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

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

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

La depreciación de las propiedades, planta y equipo se calcula usando el método lineal para asignar sus costos o importes revalorizados a sus valores residuales sobre sus vidas útiles técnicas estimadas con excepción de las unidades de generación, las cuales se deprecian en base a horas de uso.

El valor residual y la vida útil de los bienes del rubro Propiedades, planta y equipo, se revisan y ajustan si es necesario, en cada cierre de estado de situación financiera, de tal forma de tener una vida útil restante acorde con el valor de dichos bienes.



Cuando el valor de un activo es superior a su importe recuperable estimado, su valor se reduce de forma inmediata hasta su importe recuperable, mediante la aplicación de pruebas de deterioro.

Las pérdidas y ganancias por la venta de una propiedad, planta y equipo, se calculan comparando los ingresos obtenidos con el valor en libros y se incluyen en el estado de resultados. Al vender activos revalorizados, los valores incluidos en reserva o superávit de revaluación se traspasan a Ganancias (pérdidas) acumuladas, netas de impuestos diferidos.

3.10.- 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 el Grupo CGE. 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.

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

El menor valor representa el exceso del costo de adquisición sobre el valor razonable de la participación del Grupo CGE 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.



3.12.- Activos intangibles distintos de la plusvalía.

3.12.1.- 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.

3.12.2.- Servidumbres.

Los derechos de servidumbre se presentan a costo. 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.

3.12.3- Derechos de agua.

Los derechos de agua se presentan al costo. No tienen una vida útil definida para la explotación de dichos derechos, 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, con el fin de determinar si los eventos y las circunstancias permiten seguir apoyando la evaluación de la vida útil indefinida para dicho activo. Estos activos se someten a pruebas por deterioro de valor anualmente.

3.12.4.- 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 durante el plazo de la concesión.

Dichos intangibles no se amortizan (vida útil indefinida), dado que la concesión no posee un plazo de expiración. Estos activos se someten a pruebas por deterioro de valor anualmente.

3.12.5 Concesiones de servicios públicos.

Las concesiones de distribución de electricidad y gas 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.

3.12.6 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 el Grupo CGE, 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.

3.12.7.- 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.

3.13.- 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).

3.14.- 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.

3.15.- 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.

3.16.- Activos financieros.

El Grupo CGE 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.

3.16.1- 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).

3.16.2.- 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.

3.16.3.- 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 el Grupo CGE 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 el Grupo CGE 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 del Grupo CGE 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 del Grupo CGE 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), el Grupo CGE 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.

El Grupo CGE 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.

3.17.- 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. El Grupo CGE 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).

El Grupo CGE 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.

3.17.1.- 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.

3.17.2.- 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.

3.17.3.- 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.

3.17.4.- 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.



3.18.- 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.

3.19.- 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 el Grupo CGE 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.

3.20.- 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.

3.21.- 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.

3.22.- 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.

3.23.- 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 el Grupo CGE tenga un derecho incondicional a diferir su liquidación durante al menos 12 meses después de la fecha de los estados de situación financiera.

3.24.- 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 del Grupo CGE 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.



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

3.25.1.- Vacaciones del personal.

El Grupo CGE 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.

3.25.2.- Beneficios post jubilatorios.

El Grupo CGE 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.

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

El Grupo CGE 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.

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

Los beneficios por cese que no califican con lo descrito en el punto 3.25.3.- 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. El Grupo CGE 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.

3.25.5.- Premios de antigüedad.

El Grupo CGE 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.

3.25.6.- Participación en las utilidades.

El Grupo CGE 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.

3.26.- Provisiones.

El Grupo CGE 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:

- El Grupo CGE 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 del Grupo CGE. 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.

3.27.- Subvenciones estatales.

Las subvenciones estatales se reconocen por su valor razonable, cuando hay una seguridad razonable de que la subvención se cobrará, y el Grupo CGE 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.

3.28.- 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.

3.29.- 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 del Grupo CGE. Los ingresos ordinarios se presentan netos de impuestos a las ventas, devoluciones, rebajas y descuentos.

El Grupo CGE 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 del Grupo CGE, 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.

3.29.1.- Ventas de electricidad y gas.

El ingreso por ventas de electricidad y gas natural se registra en base a la facturación efectiva del período de consumo, además de incluir una estimación de energía y/o gas por facturar que ha sido suministrado hasta la fecha de cierre del período o ejercicio.

3.29.2.- 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.

3.29.3.- Ventas de bienes.

Las ventas de bienes se reconocen cuando el Grupo CGE 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 el Grupo CGE 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.

3.29.4.- Ingresos por intereses.

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

3.29.5.- Ingresos por dividendos de inversiones temporales.

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

3.30.- Arrendamientos.

3.30.1.- Cuando una entidad del Grupo es el arrendatario - arrendamiento financiero.

El Grupo CGE 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.

3.30.2.- Cuando una entidad del Grupo 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.



3.30.3.- Cuando una entidad del Grupo 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.

3.31.- 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.

3.32.- 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 08 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 de marzo de 2016.

Lo anterior implica un cambio en el tratamiento de las conversiones realizada por el Grupo CGE puesto que las erogaciones que representan estas conversiones serán tratadas como gastos del periodo 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. Este cambio se ha hecho extensivo a la subsidiaria Gas Sur S.A. para homologar políticas de tratamiento contable de conversiones de gas natural.

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 01 de enero de 2015, 31 de diciembre 2015 para efectos comparativos con los del primer semestre de 2016, incluyendo los efectos de este cambio de criterio en cada fecha.

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\$	01-01-2015 M\$
ACTIVOS NO CORRIENTES		
Propiedades, planta y equipo. (neto)	(81.947.813)	(84.829.036)
Activos por impuestos diferidos.	869.247	
Total activos no corrientes	(81.078.566)	(84.829.036)
TOTAL ACTIVOS	(81.078.566)	(84.829.036)
PATRIMONIO Y PASIVOS		
PASIVOS NO CORRIENTES		
Pasivo por impuestos diferidos.	(20.989.472)	(21.946.410)
Total pasivos no corrientes	(20.989.472)	(21.946.410)
TOTAL PASIVOS	(20.989.472)	(21.946.410)
PATRIMONIO		
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	(8.563.741)	(9.454.901)
Otras reservas.	(11.117.304)	(11.117.307)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.	(19.681.045)	(20.572.208)
Participaciones no controladoras.	(40.408.049)	(42.310.418)
Total patrimonio	(60.089.094)	(62.882.626)
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	(81.078.566)	(84.829.036)



Consecuentemente, el estado de resultados por el periodo de seis meses terminado al 30 de junio de 2015, también se presenta reexpresado de acuerdo a lo anterior.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	01-01-2015 30-06-2015 M\$
Costo de ventas - depreciación del período	4.933.281
Gasto de administración- costo conversiones	(3.198.788)
Gasto por impuestos a las ganancias.	(470.533)
Ganancia (pérdida)	1.263.960
Ganancia (pérdida) atribuible a	
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	432.915
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	831.045
Ganancia (pérdida)	1.263.960

3.33.- Distribución de dividendos.

Los dividendos a pagar a los accionistas del Grupo CGE 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.

3.34.- 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.

3.35.- 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 30 de junio de 2016 y al 31 de diciembre de 2015. 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.

El Grupo CGE 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.

El Grupo CGE evalúa anualmente si la plusvalía mercantil ha sufrido algún deterioro, de acuerdo con la política contable que se describe en la Nota 3.14. 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 30 de junio de 2016 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. El Grupo CGE 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. El Grupo CGE 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.

El Grupo CGE 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 el Grupo CGE 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, el Grupo CGE 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.

4.4.- Tasaciones de propiedades, planta y equipo.

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

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

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

Para Distribuidoras 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, el 6 de octubre de 2014 fue publicado el Decreto 2T-2014 del Ministerio de Energía, mediante el cual se fijan precios de nudo promedio con vigencia a contar del 1 de enero de 2013, para el SIC, y del 1 de marzo de 2013, para el SING, estableciéndose la forma en que los precios de los contratos de suministro suscritos entre las empresas generadoras y distribuidoras, así como los precios de subtransmisión fijados en el Decreto 14-2012, se incluyen en las fórmulas tarifarias aplicables a los clientes finales sujetos a fijación de precios. Adicionalmente, en dicho decreto se actualizan los valores de los decretos con vigencia entre enero de 2011 y las fechas de vigencia del Decreto 2T-2014. Del mismo modo, el 10 de octubre de 2014 fue publicado el Decreto 3T-2014; el 29 de octubre de 2014, el Decreto 4T-2014; el 14 de noviembre de 2014, el Decreto 6T-2014; el 24 de noviembre de 2014, el Decreto 7T-2014; el 6 de diciembre de 2014, el Decreto 8T-2014; el 27 de enero de 2015, el Decreto 9T-2014; el 12 de mayo de 2015, el Decreto 2T-2015; el 12 de mayo de 2015, el Decreto 3T-2015; el 22 de mayo de 2015, el Decreto 9T-2015; el 23 de junio de 2015,



el Decreto 12T-2015; el 4 de agosto de 2015, el Decreto 15T-2015; el 4 de noviembre de 2015, el Decreto 16T-2015; el 26 de diciembre de 2015, el Decreto 21T-2015; el 4 de enero de 2016, el Decreto 22T-2015; el 21 de enero de 2016, el Decreto 24T-2015 y el 4 de marzo de 2016, el Decreto 1T-2016, todos del Ministerio de Energía, mediante los cuales se fijan precios de nudo promedio con vigencia a contar del 1 de mayo de 2013, 1 de noviembre de 2013, 1 de diciembre de 2013, 1 de enero de 2014, 1 de marzo de 2014, 1 de mayo de 2014, 1 de septiembre de 2014, 1 de octubre de 2014, 1 de noviembre de 2014, 1 de enero de 2015, 1 de febrero de 2015, 1 de abril de 2015, 1 de mayo de 2015, 1 de septiembre de 2015, 1 de noviembre de 2015 y 1 de enero de 2016, respectivamente.

Por lo señalado precedentemente, mediante Oficio N° 13442/2014 del 9 de diciembre de 2014, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) instruyó la reliquidación de los decretos de nudo promedio 2T-2014, 3T-2014, 4T-2014, 6T-2014, 7T-2014 y 8T-2014, estableciendo que producto de las reliquidaciones entre distribuidoras y sus clientes regulados, los abonos o cargos que procedan entre las distribuidoras y las empresas generadoras deberán materializarse en las primeras facturas que emitan estas últimas, incluyendo las diferencias por concepto de compra de energía y potencia originadas como consecuencia de la aplicación de los referidos decretos de precios de nudo promedio y el Decreto 14-2012, conforme a la metodología establecida en el mismo para la determinación de los suministros efectuados a las empresas distribuidoras. En el mismo Oficio, SEC estableció que las diferencias para cada boleta o factura se deberán reajustar de acuerdo a las tasas de interés corriente para operaciones no reajustables por menos de 90 días mayores a 5.000 UF, vigentes a la fecha de publicación correspondiente de los nuevos valores en el Diario Oficial. Del mismo modo, mediante Oficio N° 1871/2015 del 10 de febrero de 2015, SEC instruyó la reliquidación del Decreto 9T/2014, mediante el Oficio N° 11167/2015 del 21 de agosto de 2015, las reliquidaciones de los Decretos 2T-2015, 3T-2015, 9T-2015, 12T-2015 y 15T-2015, mediante el Oficio N° 1954/2016 del 17 de febrero de 2016, las reliquidaciones de los Decretos 16T-2015, 21T-2015, 22T-2015 y 24T-2015, y a través del Oficio N° 3645/2016 del 28 de marzo de 2016, las reliquidaciones del Decreto 1T-2016.

Aún se encuentra pendiente la publicación de los decretos de precios de nudo promedio que fijarán precios retroactivamente a contar del mes de marzo de 2016, lo que hace necesario reflejar en los balances y estados de resultados los efectos que ellos tendrán en las cuentas de los clientes finales.

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 periodo 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 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 es hasta el 31 de diciembre de 2010.

Durante los años 2014 y 2015, el CDEC-SIC publicó las reliquidaciones de los precios de subtransmisión correspondientes a los años 2011, 2012 y 2013, y mantiene pendiente la publicación de las reliquidaciones de transmisión adicional. 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 está sometido el Grupo CGE son de carácter general y se enumeran a continuación:

5.1.- Riesgo financiero.

Los negocios del sector eléctrico en que participan las empresas del Grupo CGE, corresponden a inversiones con un perfil de retornos de largo plazo y estabilidad regulatoria, ya que los precios de venta son determinados mediante un procedimiento de carácter reglado, el cual permite obtener una rentabilidad razonable, tanto en las actividades de distribución y subtransmisión de electricidad. Asimismo, los ingresos y costos se encuentran estructurados fundamentalmente en pesos y/o unidades de fomento. Por su parte el sector de gas natural, también corresponden a inversiones con un perfil de retorno de largo plazo y estabilidad regulatoria, donde el regulador permite obtener una rentabilidad razonable. A diferencia del sector eléctrico, los ingresos y costos se encuentran en parte influenciados por el valor del dólar y precios de los hidrocarburos.

En atención a lo anterior, a nivel corporativo se definen, coordinan y controlan las estructuras financieras de las empresas que conforman el Grupo CGE, en orden a prevenir y mitigar 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 del Grupo CGE son fundamentalmente en pesos y unidades de fomento, se ha determinado como política mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los flujos de sus deudas financieras, con el objetivo de minimizar la exposición al riesgo de variaciones en el tipo de cambio y las unidades de reajuste.

Al 30 de junio de 2016 el stock de deuda en moneda extranjera alcanza a M\$ 26.089.551, en consecuencia, el riesgo de variación de tipo de cambio solamente afecta al 2,08% de la deuda financiera total, lo que implica que el 97,92% se encuentra expresado en Unidades de Fomento o pesos chilenos.

Tipo de deuda	30-06-2016		31-12-2015	
	M\$	%	M\$	%
Deuda en CL\$	628.242.897	50,02%	664.358.272	51,34%
Deuda en unidades de fomento	601.677.337	47,90%	602.036.932	46,53%
Deuda en moneda extranjera - m/e	26.089.551	2,08%	27.596.804	2,13%
Total deuda financiera	1.256.009.785	100,00%	1.293.992.008	100,00%

Al cierre de los estados financieros al 30 de junio de 2016, el valor del dólar observado alcanzó a \$ 661,37 es decir un 7% menor al valor de cierre al 31 de diciembre de 2015, fecha en que alcanzó un valor de \$ 710,16.



Considerando los valores indicados anteriormente, se efectuó un análisis de sensibilidad sobre aquella parte de la deuda expresada en dólares u otra moneda extranjera que no posee algún instrumento de cobertura asociado, para determinar el efecto marginal en los resultados del Grupo CGE a junio de 2016 debido a la variación de $\pm 1\%$ en el tipo de cambio.

Sensibilización tipo de cambio de cierre	Variación % t/c	t/c cierre	Deuda en moneda extranjera		Efecto t/c M\$
			MUS\$	M\$	
Saldos al 30 de junio de 2016		661,37	39.448	26.089.551	
	-1%	654,76	39.448	25.828.655	(260.896)
	1%	667,98	39.448	26.350.447	260.896

Como resultado de esta sensibilización, la utilidad antes de impuesto del Grupo CGE habría disminuido en M\$ 260.896 ante un alza de un 1% en el valor de tipo de cambio y lo contrario hubiera sucedido ante una disminución de un 1%.

5.1.2.- Riesgo de variación unidad de fomento.

Al 30 de junio de 2016, el Grupo CGE mantiene un 47,9% de su deuda financiera expresada 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 30 de junio de 2016, el resultado antes de impuestos habría disminuido en M\$ 6.016.773 y lo contrario hubiera sucedido ante una disminución de 1% en la UF.

5.1.3.- Riesgo de tasa de interés.

El objetivo de la gestión de riesgo de tasas de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de financiamiento, que permita minimizar el costo de la deuda con una volatilidad reducida en el estado de resultados.

En este sentido, el Grupo CGE posee una exposición acotada al riesgo asociado a las fluctuaciones de las tasas de interés en el mercado, ya que el 54,9% de la deuda financiera a nivel consolidado al cierre de los estados financieros al 30 de junio de 2016 se encuentra estructurada a tasa fija, ya sea directamente o mediante contratos de derivados.

Al efectuar un análisis de sensibilidad sobre la porción de deuda que se encuentra estructurada a tasa variable, el efecto en resultados antes de impuestos bajo un escenario en que las tasas fueran 1% superior a las vigentes sería de M\$ 2.819.963 de mayor gasto por intereses.

5.1.4.- Riesgo de liquidez y estructura de pasivos financieros.

El riesgo de liquidez en las empresas del Grupo CGE, es administrado mediante 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 94,6% de la deuda financiera 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 el Grupo 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 del Grupo CGE, los cuales, como se indicó, se encuentran radicados mayoritariamente en el largo plazo.

Capital e intereses con proyección futura de flujo de caja	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	Más de 3 años y hasta 6 años	Más de 6 años y hasta 10 años	Más de 10 años	Total
30-06-2016	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Bancos	95.707.230	464.262.965	224.883.543	0	0	784.853.738
Bonos	32.962.971	65.200.315	116.049.362	302.653.448	344.667.835	861.533.932
Total	128.670.201	529.463.280	340.932.906	302.653.448	344.667.835	1.646.387.670
Porcentualidad	8%	32%	21%	18%	21%	100%

Capital e intereses con proyección futura de flujo de caja	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	Más de 3 años y hasta 6 años	Más de 6 años y hasta 10 años	Más de 10 años	Total
31-12-2015	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Bancos	134.704.501	481.171.061	206.803.676	0	0	822.679.239
Bonos	32.542.099	64.383.260	110.742.635	189.101.002	467.076.476	863.845.473
Total	167.246.600	545.554.321	317.546.312	189.101.002	467.076.476	1.686.524.711
Porcentualidad	10%	32%	19%	11%	28%	100%

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

En la actividad de distribución de electricidad, principal negocio del Grupo 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 en el diario vivir, 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.

Adicionalmente, la regulación vigente prevé la radicación de la deuda en la propiedad del usuario del servicio eléctrico, reduciendo la probabilidad de incobrabilidad. Otro factor que permite reducir el riesgo de crédito es la elevada atomización de la cartera de clientes.

En relación a la actividad de distribución gas natural, la mayor parte de las ventas en términos de volumen, corresponde al segmento residencial-comercial, cuya modalidad de pago es principalmente al contado y recaudada directamente por la empresa. Asimismo, el Reglamento de Servicios de Gas de Red, establece la facultad de suspender el suministro de gas por falta de pago de las cuentas de consumo. De lo indicado anteriormente se puede concluir que el riesgo crediticio en este segmento de clientes se encuentra acotado y no es significativo.

En el siguiente cuadro se puede apreciar lo planteado anteriormente en el sentido que el riesgo de crédito es bajo. En efecto, la rotación de cuentas por cobrar del Grupo CGE es de aproximadamente 2,7 meses de ventas, reflejando las características de los negocios de distribución de electricidad y gas natural. Del mismo modo, el monto de Deudas



Comerciales Vencidas y Deterioradas representa un monto poco significativo, del orden de 3,6% del total de Ingresos Operacionales anuales.

Conceptos	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Ingresos operacionales. (últimos 12 meses)	2.120.635.863	2.063.848.033
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar bruto.	558.278.258	535.727.075
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas.	90.812.099	86.265.183
Rotación cuentas por cobrar. (meses)	2,7	2,6
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales.	3,60%	3,51%

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

Como parte del análisis de riesgo financiero, se ha realizado una estimación del valor de mercado (valor justo) que tendrían los pasivos bancarios, bonos y efectos de comercio de la Compañía al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015. Este análisis 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.

De esta forma, se presenta a continuación un resumen de los pasivos financieros del Grupo CGE que compara su valor libro en relación a su valor justo:

Deuda al 30 de junio de 2016	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor justo M\$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos.	695.625.170	682.815.275	-1,84%
Bonos	560.384.615	616.569.109	10,03%
Total pasivo financiero	1.256.009.785	1.299.384.384	3,45%

Deuda al 31 de diciembre de 2015	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor justo M\$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos.	732.480.216	717.887.773	-1,99%
Bonos	561.511.792	643.102.013	14,53%
Total pasivo financiero	1.293.992.008	1.360.989.786	5,18%

5.1.7. Restricciones financieras

CGE ha convenido con tenedores de bonos covenants financieros medidos sobre la base de los estados financieros tal como se detalla en Nota 33.5.

Las 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 intermedios al 30 de junio de 2016 el Grupo CGE se encuentra en cumplimiento de dichas restricciones y compromisos.



6.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

La composición del rubro al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es la siguiente:

Clases de efectivo y equivalentes al efectivo	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Efectivo		
Efectivo en caja.	503.556	321.052
Saldos en bancos.	15.696.508	19.256.852
Total efectivo.	16.200.064	19.577.904
Equivalente al efectivo		
Depósitos a corto plazo, clasificado como equivalentes al efectivo.	8.866.158	9.914.961
Inversiones a corto plazo, clasificado como equivalentes al efectivo.	830.701	
Otros equivalentes al efectivo (*).	37.790.252	11.156.150
Total equivalente al efectivo.	47.487.111	21.071.111
Total	63.687.175	40.649.015

El efectivo y equivalentes al efectivo incluido en los estados consolidados de situación financiera al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015 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	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Cuotas de fondos mutuos.	32.743.019	11.156.150
Inversiones en pactos.	5.047.233	
Total otros equivalentes al efectivo.	37.790.252	11.156.150

La composición del rubro por tipo de monedas al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es la siguiente:

Información del efectivo y equivalentes al efectivo por moneda	Moneda	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Monto del efectivo y equivalente al efectivo.	CL \$	42.259.016	22.242.537
	US \$	11.154.576	10.672.474
	AR \$	10.273.583	7.734.004
Total		63.687.175	40.649.015



7.- OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

La composición del rubro al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es la siguiente:

Otros activos financieros	30-06-2016		31-12-2015	
	Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Activos financieros disponibles para la venta.		178.683		195.203
Total	0	178.683	0	195.203

7.1.- Activos y pasivos de cobertura.

El Grupo CGE, manteniendo la política de gestión de riesgos, tiene suscritos contratos de derivados que cubren las variaciones de tasas de interés, tipos de cambio y variaciones de precio del gas natural para el ejercicio 2016. Estos derivados han sido designados como de cobertura y se clasifican bajo el rubro “otros activos financieros y otros pasivos financieros”.

Los contratos de derivados que no hayan madurado, son valorizados a su valor razonable y reconocidos sus resultados en cuentas de activos o pasivos según corresponda, y en las cuentas de patrimonio denominada otro resultado integral o en el resultado del ejercicio, según el tipo de cobertura.

Los derivados de tipo de cambio se denominan como de cobertura de valor razonable y cobertura de flujo de efectivo, dependiendo de la naturaleza de la operación.

El Grupo CGE, no ha reconocido en resultados ineficiencias de partidas cubiertas en instrumentos derivados. A continuación se detalla la composición de los pasivos de cobertura al 30 de junio de 2016 (al 31 de diciembre de 2015 no existen activos ni pasivos de cobertura).

Pasivos de coberturas corrientes y no corrientes					Valor justo			
					Corrientes		No corrientes	
Sociedad	Tipo de contrato	Tipo de cobertura	Riesgo de cobertura	Partida cubierta	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Metrogas S.A.	Forward	Flujo de efectivo	Exposición de las variaciones de tipo de cambio.	Moneda	140.411			
Total					140.411	0	0	0

Los pasivos de coberturas se encuentran expuestos para los efectos de presentación en el estado de situación en la Nota 20.1.



7.2.- Activos financieros disponibles para la venta.

La composición de los activos financieros disponibles para la venta al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, corresponden solamente a instrumentos de patrimonio y su detalle es el siguiente:

Detalle de los instrumentos de patrimonio					No corrientes	
R.U.T	Sociedad	Número de acciones	Porcentaje participación		30-06-2016	31-12-2015
			30-06-2016	31-12-2015	M\$	M\$
76.139.483-5	SCX Bolsa de Clima de Santiago	50.000	5,00000%	5,00000%	175.001	175.001
92.970.000-7	Cem S.A.	0	0,00000%	0,08570%		16.520
91.968.000-8	Inmobiliaria Club de la Unión de Punta Arenas S.A.	50	5,68000%	5,68000%	2.889	2.889
73.116.100-3	Instituto de la Construcción	0	0,00000%	0,00000%	792	792
70.024.300-1	Sociedad de Fomento Fabril	676	0,26000%	0,26000%	1	1
Total					178.683	195.203

7.3.- Jerarquías del valor razonable.

Los instrumentos financieros que han sido contabilizados a valor razonable en el estado de situación financiera al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, 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 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, en la medida que existan saldos vigentes a la fecha de cierre de los estados financieros.

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

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:				
	30-06-2016		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Pasivos financieros					
Derivados de cobertura de flujo de caja	140.411			140.411	
Total	140.411	0	0	140.411	0



7.4.3.- Activos financieros disponibles para la venta.

Activos financieros disponibles para la venta			Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:		
	30-06-2016		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
SCX Bolsa de Clima de Santiago		175.001			175.001
Otros Gas Natural Chile S.A.		3.682			3.682
Total	0	178.683	0	0	178.683

Activos financieros disponibles para la venta			Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:		
	31-12-2015		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
SCX Bolsa de Clima de Santiago		175.001			175.001
Otros Gasco S.A.		3.682			3.682
Otros Inversiones y Gestión S.A.		16.520			16.520
Total	0	195.203	0	0	195.203

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	
	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Deudores comerciales, neto.	401.292.763	360.036.146	12.437.009	15.866.751
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, neto.	204.889	237.116	876.175	1.005.070
Otras cuentas por cobrar, neto.	51.506.321	70.920.510	1.149.002	1.396.299
Total	453.003.973	431.193.772	14.462.186	18.268.120



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

Otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Por cobrar al personal				
Anticipo asignación feriado legal.	107.280	7.897		
Anticipo honorarios.	15.574	3.533		
Préstamos al personal.	2.230.258	2.244.048	468.742	533.383
Anticipo de remuneraciones.	359.977	685.762		
Fondos por rendir.	121.506	177.685		
Sub total	2.834.595	3.118.925	468.742	533.383
Impuestos por recuperar				
Iva crédito fiscal.	4.467.360	5.561.408		
Sub total	4.467.360	5.561.408	0	0
Deudores varios				
Deudores varios. (*)	35.010.895	56.116.611		
Anticipo Proveedores.	6.009.864	2.978.995		
Instalaciones y proyectos por cobrar.	133.376	28.968	670.796	805.927
Boletas garantías.	8.170	8.170		
Documentos por cobrar fideicomiso financiero.	398.432	464.911		44.136
Otros documentos por cobrar.	2.914.407	2.645.586	9.464	12.853
Otros.	383.799	651.514		
Provisión de deterioro.	(654.577)	(654.578)		
Sub total	44.204.366	62.240.177	680.260	862.916
Total	51.506.321	70.920.510	1.149.002	1.396.299

(*) Ver Nota N° 4.5

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

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Deudores comerciales, bruto.	491.450.285	445.646.751	12.437.009	15.866.751
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto.	204.889	237.116	876.175	1.005.070
Otras cuentas por cobrar, bruto.	52.160.898	71.575.088	1.149.002	1.396.299
Total	543.816.072	517.458.955	14.462.186	18.268.120

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

Importe en libros de deudores comerciales, otras cuentas por cobrar deteriorados	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Deudores comerciales.	90.157.522	85.610.605
Otras cuentas por cobrar.	654.577	654.578
Total	90.812.099	86.265.183



El movimiento de la provisión por deterioro de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, se muestra en el siguiente cuadro:

Provisión deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos y no pagados con deterioro	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Saldo inicial.	86.265.183	104.524.539
Baja de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas del período o ejercicio.	3.070	(19.237.417)
Transferencias a (desde) activos no corrientes y grupos en enajenación mantenidos para la venta.		(2.427.824)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	(54.655)	(113.498)
Aumento (disminución) del período o ejercicio.	4.598.501	3.519.383
Total	90.812.099	86.265.183

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 el Grupo CGE 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.

En relación al suministro de gas para el segmento residencial comercial, es un servicio básico de consumo masivo, que concentra la mayor parte de la venta en términos de volumen. Para este tipo de clientes se contemplan dos modalidades de venta: de contado y a plazo, siendo la venta al contado mayoritaria y recaudada directamente por la empresa. Las empresas distribuidoras, a través de alianzas comerciales con emisores de tarjetas de crédito han acercado la modalidad de venta a crédito al público, asumiendo estos últimos el 100% del riesgo crediticio. En consecuencia, para este segmento no existe riesgo de crédito para Gasco y sus subsidiarias.

El Grupo CGE ha definido las siguientes segmentaciones de clientes para efectos de determinar las provisiones por deterioro:

- Clientes energéticos: (electricidad, gas natural)
- 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	30-06-2016			31-12-2015		
	Bruto	Interés	Valor presente	Bruto	Interés	Valor presente
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
No posterior a un año.	281.317	(76.428)	204.889	321.199	(84.083)	237.116
Posterior a un año pero menor de cinco años.	648.239	(146.042)	502.197	949.913	(209.745)	740.168
Más de cinco años.	414.491	(40.513)	373.978	280.916	(16.014)	264.902
Total	1.344.047	(262.983)	1.081.064	1.552.028	(309.842)	1.242.186



8.2.- Estratificación de la cartera.

La estratificación de la cartera al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es la siguiente:

30-06-2016	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad mayor a 251 días	Total deudores	Total corrientes	Total no corrientes
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, bruto.	296.245.089	86.693.080	17.633.125	6.870.696	5.344.552	4.731.808	4.562.255	2.835.790	2.638.500	76.332.399	503.887.294	491.450.285	12.437.009
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto.	1.081.064										1.081.064	204.889	876.175
Otras cuentas por cobrar, bruto.	50.775.297	569.391	484.524	39.367	59.729	42.481	104.000	18.506	18.506	1.198.099	53.309.900	52.160.898	1.149.002
Provision deterioro	(5.263.064)	(978.200)	(812.673)	(439.596)	(486.651)	(310.892)	(382.309)	(2.835.790)	(2.638.500)	(76.664.424)	(90.812.099)	(90.812.099)	
Total	342.838.386	86.284.271	17.304.976	6.470.467	4.917.630	4.463.397	4.283.946	18.506	18.506	866.074	467.466.159	453.003.973	14.462.186

31-12-2015	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad mayor a 251 días	Total deudores	Total corrientes	Total no corrientes
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, bruto.	270.292.702	84.327.825	15.788.873	4.582.246	4.126.366	2.838.354	2.296.675	1.736.195	1.619.757	73.904.509	461.513.502	444.209.697	17.303.805
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto.	1.242.186										1.242.186	237.116	1.005.070
Otras cuentas por cobrar, bruto.	70.431.834	554.144	390.563	37.988	38.263	128.239	36.959	24.517	24.517	1.304.363	72.971.387	71.575.088	1.396.299
Provision deterioro	(5.848.273)	(601.152)	(822.660)	(290.574)	(374.492)	(399.153)	(551.974)	(1.728.657)	(1.609.357)	(74.038.891)	(86.265.183)	(84.828.129)	(1.437.054)
Total	336.118.449	84.280.817	15.356.776	4.329.660	3.790.137	2.567.440	1.781.660	32.055	34.917	1.169.981	449.461.892	431.193.772	18.268.120

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

El resumen de estratificación de cartera al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es el siguiente:

30-06-2016								
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.		160.556.537			3.753		160.560.290	
Por vencer.	1.731.034	102.957.335	(258.148)	203.527	32.727.464	(5.004.767)	135.684.799	(5.262.915)
Sub total por vencer	1.731.034	263.513.872	(258.148)	203.527	32.731.217	(5.004.767)	296.245.089	(5.262.915)
Vencidos								
Entre 1 y 30 días	551.582	85.615.746	(476.258)	14.538	1.077.334	(447.382)	86.693.080	(923.640)
Entre 31 y 60 días	136.216	17.116.364	(362.654)	5.569	516.761	(275.864)	17.633.125	(638.518)
Entre 61 y 90 días	37.977	6.433.658	(227.756)	3.465	437.038	(211.840)	6.870.696	(439.596)
Entre 91 y 120 días	25.526	4.896.250	(226.772)	6.651	448.302	(259.879)	5.344.552	(486.651)
Entre 121 y 150 días	38.237	4.401.654	(89.686)	2.116	330.154	(221.206)	4.731.808	(310.892)
Entre 151 y 180 días	19.872	4.295.745	(185.512)	3.289	266.510	(201.549)	4.562.255	(387.061)
Entre 181 y 210 días	19.245	2.486.160	(2.483.962)	3.692	349.630	(349.499)	2.835.790	(2.833.461)
Entre 211 y 250 días	18.393	2.233.312	(2.230.889)	4.184	405.188	(405.188)	2.638.500	(2.636.077)
Más de 250 días	576.867	64.661.562	(64.439.388)	122.619	11.670.837	(11.799.323)	76.332.399	(76.238.711)
Sub total vencidos	1.423.915	192.140.451	(70.722.877)	166.123	15.501.754	(14.171.730)	207.642.205	(84.894.607)
Total	3.154.948	455.654.323	(70.981.025)	369.650	48.232.971	(19.176.497)	503.887.294	(90.157.522)

31-12-2015								
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)		149.345.008			4.206		149.349.214	
Por vencer. (2)	1.267.946	89.154.745	(3.544)	211.521	31.788.743	(5.844.728)	120.943.488	(5.848.272)
Sub total por vencer	1.267.946	238.499.753	(3.544)	211.521	31.792.949	(5.844.728)	270.292.702	(5.848.272)
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	715.465	83.149.327	(59.960)	10.099	1.178.498	(541.192)	84.327.825	(601.152)
Entre 31 y 60 días	116.392	15.228.979	(161.442)	6.495	559.894	(351.029)	15.788.873	(512.471)
Entre 61 y 90 días	37.094	4.187.581	(36.363)	4.876	394.665	(254.210)	4.582.246	(290.573)
Entre 91 y 120 días	18.936	3.688.269	(88.774)	3.696	438.097	(285.718)	4.126.366	(374.492)
Entre 121 y 150 días	32.928	2.475.252	(161.178)	3.838	363.102	(237.976)	2.838.354	(399.154)
Entre 151 y 180 días	16.559	1.970.947	(333.132)	2.118	325.728	(218.844)	2.296.675	(551.976)
Entre 181 y 210 días	16.829	1.374.626	(1.369.552)	2.831	361.569	(359.105)	1.736.195	(1.728.657)
Entre 211 y 250 días	13.777	1.190.010	(1.184.739)	1.960	429.747	(424.617)	1.619.757	(1.609.356)
Más de 250 días	473.004	62.543.728	(62.262.958)	101.679	11.360.781	(11.431.544)	73.904.509	(73.694.502)
Sub total vencidos	1.440.984	175.808.719	(65.658.098)	137.592	15.412.081	(14.104.235)	191.220.800	(79.762.333)
Total	2.708.930	414.308.472	(65.661.642)	349.113	47.205.030	(19.948.963)	461.513.502	(85.610.605)

(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.

30-06-2016								
Tramos de deudas Segmento Eléctrico	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada.		131.313.358			3.753		131.317.111	0
Por vencer.	741.777	75.295.219	(233.816)	199.820	27.722.697		103.017.916	(233.816)
Sub total por vencer	741.777	206.608.577	(233.816)	199.820	27.726.450	0	234.335.027	(233.816)
Vencidos								
Entre 1 y 30 días	453.718	77.645.491	(475.637)	9.037	629.952		78.275.443	(475.637)
Entre 31 y 60 días	105.779	16.046.617	(362.257)	3.158	240.897		16.287.514	(362.257)
Entre 61 y 90 días	26.537	6.211.191	(227.321)	2.654	225.198		6.436.389	(227.321)
Entre 91 y 120 días	18.462	4.802.351	(226.007)	5.769	188.423		4.990.774	(226.007)
Entre 121 y 150 días	32.324	4.322.656	(88.278)	1.451	108.948		4.431.604	(88.278)
Entre 151 y 180 días	14.778	4.231.088	(183.825)	2.781	64.961		4.296.049	(183.825)
Entre 181 y 210 días	14.850	2.437.907	(2.436.989)	3.058	101.234	(101.103)	2.539.141	(2.538.092)
Entre 211 y 250 días	13.054	2.178.412	(2.176.059)	3.425	129.563	(129.563)	2.307.975	(2.305.622)
Más de 250 días	518.825	57.744.952	(57.655.539)	100.745	5.542.742	(5.536.524)	63.287.694	(63.192.063)
Sub total vencidos	1.198.327	175.620.665	(63.831.912)	132.078	7.231.918	(5.767.190)	182.852.583	(69.599.102)
Total	1.940.103	382.229.242	(64.065.728)	331.898	34.958.368	(5.767.190)	417.187.610	(69.832.918)

31-12-2015								
Tramos de deudas Segmento Eléctrico	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada. (1)		141.269.768			4.206		141.273.974	0
Por vencer. (2)	825.988	65.090.956	(2.286)	207.359	25.885.041		90.975.997	(2.286)
Sub total por vencer	825.988	206.360.724	(2.286)	207.359	25.889.247	0	232.249.971	(2.286)
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	628.204	75.198.343	(58.368)	3.632	632.720	(872)	75.831.063	(59.240)
Entre 31 y 60 días	88.888	14.243.354	(159.881)	3.460	205.547	(226)	14.448.901	(160.107)
Entre 61 y 90 días	26.269	3.954.954	(34.754)	3.782	137.887		4.092.841	(34.754)
Entre 91 y 120 días	11.326	3.471.073	(85.714)	2.633	149.493		3.620.566	(85.714)
Entre 121 y 150 días	26.982	2.372.944	(158.225)	2.976	122.723		2.495.667	(158.225)
Entre 151 y 180 días	10.546	1.892.873	(331.370)	1.505	104.673		1.997.546	(331.370)
Entre 181 y 210 días	12.142	1.314.496	(1.312.438)	2.387	140.297	(140.046)	1.454.793	(1.452.484)
Entre 211 y 250 días	8.947	1.079.108	(1.076.826)	1.475	156.485	(154.087)	1.235.593	(1.230.913)
Más de 250 días	414.442	55.563.291	(55.462.923)	79.705	5.338.385	(5.329.957)	60.901.676	(60.792.880)
Sub total vencidos	1.227.746	159.090.436	(58.680.499)	101.555	6.988.210	(5.625.188)	166.078.646	(64.305.687)
Total	2.053.734	365.451.160	(58.682.785)	308.914	32.877.457	(5.625.188)	398.328.617	(64.307.973)



8.3.2.- Resumen de estratificación de la cartera deudores comerciales segmento gas natural.

30-06-2016								
Tramos de deudas Segmento Gas	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.		29.243.179					29.243.179	0
Por vencer.	989.166	25.791.208	(23.396)				25.791.208	(23.396)
Sub total por vencer	989.166	55.034.387	(23.396)	0	0	0	55.034.387	(23.396)
Vencidos								
Entre 1 y 30 días	97.697	7.602.237					7.602.237	0
Entre 31 y 60 días	30.429	1.059.226					1.059.226	0
Entre 61 y 90 días	11.418	194.577					194.577	0
Entre 91 y 120 días	7.058	72.144					72.144	0
Entre 121 y 150 días	5.910	73.907					73.907	0
Entre 151 y 180 días	5.090	61.689					61.689	0
Entre 181 y 210 días	4.391	44.028	(44.028)				44.028	(44.028)
Entre 211 y 250 días	5.335	51.639	(51.639)				51.639	(51.639)
Más de 250 días	38.608	2.876.022	(2.876.022)				2.876.022	(2.876.022)
Sub total vencidos	205.936	12.035.469	(2.971.689)	0	0	0	12.035.469	(2.971.689)
Total	1.195.102	67.069.856	(2.995.085)	0	0	0	67.069.856	(2.995.085)

31-12-2015								
Tramos de deudas Segmento Gas	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)		8.075.240					8.075.240	0
Por vencer. (2)	441.760	21.301.265					21.301.265	0
Sub total por vencer	441.760	29.376.505	0	0	0	0	29.376.505	0
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	87.105	7.517.901					7.517.901	0
Entre 31 y 60 días	27.464	862.513					862.513	0
Entre 61 y 90 días	10.800	217.160					217.160	0
Entre 91 y 120 días	7.594	184.919					184.919	0
Entre 121 y 150 días	5.941	96.392					96.392	0
Entre 151 y 180 días	6.006	73.363					73.363	0
Entre 181 y 210 días	4.670	53.983	(53.983)				53.983	(53.983)
Entre 211 y 250 días	4.825	103.526	(103.526)				103.526	(103.526)
Más de 250 días	38.992	2.833.917	(2.833.917)				2.833.917	(2.833.917)
Sub total vencidos	193.397	11.943.674	(2.991.426)	0	0	0	11.943.674	(2.991.426)
Total	635.157	41.320.179	(2.991.426)	0	0	0	41.320.179	(2.991.426)



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

30-06-2016								
Tramos de deudas Segmento Servicios	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada.							0	0
Por vencer.	91	1.870.908	(936)	3.707	5.004.767	(5.004.767)	6.875.675	(5.005.703)
Sub total por vencer	91	1.870.908	(936)	3.707	5.004.767	(5.004.767)	6.875.675	(5.005.703)
Vencidos								
Entre 1 y 30 días	167	368.018	(621)	5.501	447.382	(447.382)	815.400	(448.003)
Entre 31 y 60 días	8	10.521	(397)	2.411	275.864	(275.864)	286.385	(276.261)
Entre 61 y 90 días	22	27.890	(435)	811	211.840	(211.840)	239.730	(212.275)
Entre 91 y 120 días	6	21.755	(765)	882	259.879	(259.879)	281.634	(260.644)
Entre 121 y 150 días	3	5.091	(1.408)	665	221.206	(221.206)	226.297	(222.614)
Entre 151 y 180 días	4	2.968	(1.687)	508	201.549	(201.549)	204.517	(203.236)
Entre 181 y 210 días	4	4.225	(2.945)	634	248.396	(248.396)	252.621	(251.341)
Entre 211 y 250 días	4	3.261	(3.191)	759	275.625	(275.625)	278.886	(278.816)
Más de 250 días	19.434	4.040.588	(3.907.827)	21.874	6.128.095	(6.262.799)	10.168.683	(10.170.626)
Sub total vencidos	19.652	4.484.317	(3.919.276)	34.045	8.269.836	(8.404.540)	12.754.153	(12.323.816)
Total	19.743	6.355.225	(3.920.212)	37.752	13.274.603	(13.409.307)	19.629.828	(17.329.519)

31-12-2015								
Tramos de deudas Segmento Servicios	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada. (1)							0	0
Por vencer. (2)	198	2.762.524	(1.258)	4.162	5.903.702	(5.844.728)	8.666.226	(5.845.986)
Sub total por vencer	198	2.762.524	(1.258)	4.162	5.903.702	(5.844.728)	8.666.226	(5.845.986)
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	156	433.083	(1.592)	6.467	545.778	(540.320)	978.861	(541.912)
Entre 31 y 60 días	40	123.112	(1.561)	3.035	354.347	(350.803)	477.459	(352.364)
Entre 61 y 90 días	25	15.467	(1.609)	1.094	256.778	(254.210)	272.245	(255.819)
Entre 91 y 120 días	16	32.277	(3.060)	1.063	288.604	(285.718)	320.881	(288.778)
Entre 121 y 150 días	5	5.916	(2.953)	862	240.379	(237.976)	246.295	(240.929)
Entre 151 y 180 días	7	4.711	(1.762)	613	221.055	(218.844)	225.766	(220.606)
Entre 181 y 210 días	17	6.147	(3.131)	444	221.272	(219.059)	227.419	(222.190)
Entre 211 y 250 días	5	7.376	(4.387)	485	273.262	(270.530)	280.638	(274.917)
Más de 250 días	19.570	4.146.520	(3.966.118)	21.974	6.022.396	(6.101.587)	10.168.916	(10.067.705)
Sub total vencidos	19.841	4.774.609	(3.986.173)	36.037	8.423.871	(8.479.047)	13.198.480	(12.465.220)
Total	20.039	7.537.133	(3.987.431)	40.199	14.327.573	(14.323.775)	21.864.706	(18.311.206)



8.4.- Cartera protestada y en cobranza judicial.

La cartera protestada y en cobranza judicial al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es el siguiente, los cuales forman parte de la cartera morosa:

30-06-2016				
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.	25.950	1.900.391	3.028	8.015.551
Total	25.950	1.900.391	3.028	8.015.551

31-12-2015				
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.	26.435	1.679.297	4.449	7.888.270
Total	26.435	1.679.297	4.449	7.888.270

8.5.- Provisión y castigos.

El detalle de la provisión y castigo de la cartera no repactada y repactada al 30 de junio de 2016 y 2015 es el siguiente:

Provisión y castigos	01-01-2016 30-06-2016 M\$	01-01-2015 30-06-2015 M\$	01-04-2016 30-06-2016 M\$	01-04-2015 30-06-2015 M\$
Provisión cartera no repactada	5.409.058	183.326	4.753.079	(988.109)
Provisión cartera repactada	(810.557)	(188.017)	(1.447.506)	(55.958)
Total	4.598.501	(4.691)	3.305.573	(1.044.067)



8.6.- Número y monto de operaciones.

El número y monto de operaciones al 30 de junio de 2016 y 2015 es el siguiente por venta de energía, gas y servicios:

Segmentos de ventas	Operaciones	01-01-2016 30-06-2016	Operaciones	01-04-2016 30-06-2016
	N°	M\$	N°	M\$
Ventas de energía eléctrica	19.321.351	823.324.458	9.742.329	399.771.678
Ventas de gas	2.656.860	219.735.322	1.350.434	127.897.085
Ventas de servicios	52.179	60.083.650	28.041	30.599.361
Total	22.030.390	1.103.143.430	11.120.804	558.268.124

Segmentos de ventas	Operaciones	01-01-2015 30-06-2015	Operaciones	01-04-2015 30-06-2015
	N°	M\$	N°	M\$
Ventas de energía eléctrica	19.574.157	774.770.542	9.484.602	380.231.489
Ventas de gas	2.624.165	215.789.084	1.396.048	124.024.840
Ventas de servicios	82.716	54.527.328	50.694	27.068.152
Total	22.281.038	1.045.086.954	10.931.344	531.324.481

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.

Al 31 de diciembre de 2015 figura una cuenta por cobrar a GNL Chile S.A. por préstamo efectuado a dicha Sociedad, por un capital de US\$ 1.699.631,16 a una tasa de Libor 180 + 3%, con vencimiento al 30 de abril de 2016. Al 30 de junio GNL Chile S.A. canceló la totalidad de la obligación.

Adicionalmente al 31 de diciembre de 2015 figura una cuenta por cobrar a GNL Chile S.A. por M\$5.885.324. Esta cuenta por cobrar se deriva de la operación por anticipo de consumo de gas de la subsidiaria Metrogas S.A. Dicha operación no tiene condiciones de intereses ni reajustabilidad. Al 30 de junio de 2016 esta cuenta por cobrar se encuentra cancelada.

El Grupo CGE, 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 el período terminado al 30 de junio de 2016 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015 no existen garantías otorgadas o recibidas en dichas operaciones.



9.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.

9.1.1.- Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es la siguiente:

R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes	
							30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
0-E	Gasnor S.A.	Argentina	Reembolso de Gastos	Más de 90 días y hasta 1 año	Negocios Conjuntos	US \$	136.545	152.848		
0-E	Gasmarket S.A.	Argentina	Reembolso de Gastos	Más de 90 días y hasta 1 año	Asociada	US \$	94.994	99.083		
0-E	Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	Argentina	Dividendos	Más de 90 días y hasta 1 año	Negocios Conjuntos	AR \$	8.410			
0 - E	Norelec S.A.	Argentina	Dividendos	Hasta 180 días	Negocios Conjuntos	AR \$	489.317			
0-E	Yacimientos Petrolíferos Federales	Argentina	Dividendos	Hasta 30 días	Accionista de Subsidiaria	US\$	1.164.342	1.356.579		
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Anticipo por compra de gas	Hasta 90 días	Negocios conjuntos	US \$		5.885.324		
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Negocios conjuntos	US \$				1.496.819
76.742.300-4	AutoGasco S.A.	Chile	Venta de gas natural	Hasta 90 días	Subsidiaria Discontinuada	CL \$		212.616		
87.756.500-9	Enap Refinerías S.A.	Chile	Servicio Capacidad de Transporte	De 1 a 30 días	Accionista de Subsidiaria	CL \$		9.990		
90.310.000-1	Gasco S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Hasta 90 días	Subsidiaria Discontinuada	CL \$		16.834		
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Venta de Energía	Hasta 30 días	Subsidiaria Discontinuada	CL \$		15.933		
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Venta de Energía	Hasta 90 días	Subsidiaria Discontinuada	CL \$		715		
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Servicios Prestados	Hasta 90 días	Subsidiaria Discontinuada	CL \$		44.539		
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Venta de gas natural	Hasta 90 días	Subsidiaria Discontinuada	CL \$		1.202		
96.721.360-8	Gasoducto Gasandes S.A.	Chile	Otras valores por cobrar	Más de 1 Año	Negocios conjuntos	US \$			4.102.908	5.086.369
99.520.000-7	Cía. De Petróleos de Chile Copec S.A.	Chile	Venta de gas natural	Hasta 90 días	Accionista de Subsidiaria	CL \$	96.200	133.980		
TOTALES							1.989.808	7.929.643	4.102.908	6.583.188



9.1.2.- Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es la siguiente:

R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes	
							30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
0-E	Norelec S.A.	Argentina	Préstamos	Hasta 90 días	Negocios conjuntos	Ar \$	8.943	10.745		
0-E	Gasnor S.A.	Argentina	Reembolso de gastos	Más de 90 Días y hasta 1 año	Negocios conjuntos	US\$	16.924	15.594		
0-E	Gasoducto Gasandes (Argentina) S.A.	Argentina	Otros valores a pagar	Más de 90 Días y hasta 1 año	Negocios conjuntos	US\$	549.024	119.391		
0-E	Gas Natural SDG S.A.	España	Reembolso de gastos	Hasta 90 días	Controlador	CL\$	446.480	46.956		
0-E	Gas Natural Fenosa Engineering, S.L.	España	Prestación de servicios	Hasta 90 días	Matriz Común	EUR \$	14.763	15.362		
5.333.806-2	Erich Gruttner Grimal	Chile	Dividendos	Más de 90 días y hasta 1 año	Accionista de Subsidiaria	CL\$		6.900		
6.357.359-0	Guillermo Hayes Morales	Chile	Dividendos	Más de 90 días y hasta 1 año	Accionista de Subsidiaria	CL\$		13.800		
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Compra de gas natural	Hasta 90 días	Negocios conjuntos	US \$	23.167.917			
76.742.300-4	AutoGasco S.A.	Chile	Compra de combustible	Hasta 90 días	Subsidiaria Discontinuada	CL\$		18.735		
79.738.350-3	Inversiones Invergas S.A.	Chile	Dividendos	Hasta 90 días	Subsidiaria Discontinuada	CL\$		523		
79.738.350-3	Inversiones Invergas S.A.	Chile	Dividendos	Más de 90 días y hasta 1 año	Subsidiaria Discontinuada	CL\$		45.726		
79.738.350-3	Inversiones Invergas S.A.	Chile	Dividendos	Hasta 90 días	Subsidiaria Discontinuada	CL\$		244		
81.533.000-5	Danilo Jordan S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Director común	CL\$	620			
90.310.000-1	Gasco S.A.	Chile	Compra de gas natural	90 días	Subsidiaria Discontinuada	CL\$		702.205		
90.310.000-1	Gasco S.A.	Chile	Compra de Gas licuado	90 días	Subsidiaria Discontinuada	CL\$		500		
90.310.000-1	Gasco S.A.	Chile	Servicios recibidos	90 días	Subsidiaria Discontinuada	CL\$		2.375		
92.604.000-6	Empresa Nacional del Petróleo	Chile	Préstamos	Hasta 30 días	Accionista de Subsidiaria	CL\$			436.672	908.216
92.604.000-6	Empresa Nacional del Petróleo	Chile	Dividendos	Hasta 30 días	Accionista de Subsidiaria	CL\$	451.335	535.686		
92.604.000-6	Empresa Nacional del Petróleo	Chile	Dividendos	Más de 1 año	Accionista de Subsidiaria	CL\$			1.939.691	2.082.784
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Subsidiaria Discontinuada	CLP		5.374		
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Compra Gas	Hasta 90 días	Subsidiaria Discontinuada	CL\$		1.352		
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Servicios Recibidos	Hasta 90 días	Subsidiaria Discontinuada	CL\$		57.576		
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Servicios Recibidos	Hasta 90 días	Subsidiaria Discontinuada	CL\$		44		
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Compra de gas licuado	Hasta 90 días	Subsidiaria Discontinuada	CL\$		17.226		
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Subsidiaria Discontinuada	CL\$		879		
96.636.520-K	Gasmar S.A.	Chile	Compra de gas licuado	Hasta 90 días	Subsidiaria Discontinuada	CL\$		126.977		
96.721.360-8	Gasoducto Gasandes S.A.	Chile	Servicio de transporte	Hasta 90 días	Negocios conjuntos	US \$	183.267	219.297		
96.853.490-4	Enap Refinerías S.A.	Chile	Compra de Gas	De 1 a 30 días	Accionista de Subsidiaria	CL\$	241.420			
96.933.430-5	Inversiones Trigas Cuatro S.A.	Chile	Dividendos	Más de 90 días hasta 1 año	Accionista de Subsidiaria	CL\$	207.861	246.708		
96.933.430-5	Inversiones Trigas Cuatro S.A.	Chile	Dividendos	Más de un 1 año	Accionista de Subsidiaria	CL\$			1.163.816	1.249.672
96.933.430-5	Inversiones Trigas Cuatro S.A.	Chile	Préstamos	Hasta 30 días	Accionista de Subsidiaria	CL\$			200.773	418.001
96.955.090-3	Inmobiliaria Parque Nuevo S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 90 días y hasta 1 año	Asociada	CL\$	23.719	23.719		
99.520.000-7	Compañía de Petróleos de Chile Copec S.A.	Chile	Compra de combustibles y lubricar	Hasta 90 días	Accionista de Subsidiaria	CL\$	23.571	20.193		
TOTALES							25.335.844	2.254.087	3.740.952	4.658.673



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

Se presentan las operaciones y sus efectos en resultados por los períodos terminados al 30 de junio de 2016 y 2015.

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2016 30-06-2016		01-01-2015 30-06-2015		01-04-2016 30-06-2016		01-04-2015 30-06-2015	
						Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono
						M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
0-E	Gasoducto Gasandes (Argentina) S.A.	Argentina	Negocios conjuntos	Intereses cobrados	US \$	164.686	164.686	176.344	176.344	79.393	79.393	86.007	86.007
0-E	Gasoducto Gasandes (Argentina) S.A.	Argentina	Negocios conjuntos	Servicio de transporte	US \$	2.985.988	(2.985.988)	611.415	(611.415)	1.712.717	(1.712.717)	305.527	(305.527)
0-E	Yacimientos Petrolíferos Federales	Argentina	Accionista de Subsidiaria	Servicios Prestados	US \$	3.730.484	3.730.484	3.445.068	3.445.068	1.731.924	1.731.924	1.710.154	1.710.154
0-E	Yacimientos Petrolíferos Federales	Argentina	Accionista de Subsidiaria	Provisión de Servicios	US \$			888.726	(888.726)				
0-E	Gas Natural SDG S.A.	España	Matriz	Reembolso de gastos	US \$			71.882	(71.882)			71.882	(71.882)
0-E	Norelec S.A.	Argentina	Negocios conjuntos	Reembolso de gastos	US \$			1.285	(1.285)			1.285	(1.285)
76.227.236-9	Transporte Energía Móvil Ltda.	Chile	Director común	Servicios recibidos	CL \$	4.120	(4.120)	4.415	(4.415)	1.640	(1.640)	3.020	(3.020)
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Negocios conjuntos	Compra de gas natural	US \$	122.699.146	(122.699.146)	115.337.684	(115.337.684)	76.248.627	(76.248.627)	63.742.641	(63.742.641)
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Negocios conjuntos	Intereses cobrados	US \$	14.939	14.939	18.237	18.237	3.460	3.460	9.226	9.226
77.058.290-3	Energía del Sur S.A.	Chile	Director común	Compra de combustible	CL \$	172	(172)	558	(558)	45	(45)	386	(386)
81.533.000-5	Danilo Jordan S.A.	Chile	Director común	Servicios recibidos	CL \$	1.036	(1.036)	2.158	(2.158)	318	(318)	1.752	(1.752)
81.533.000-5	Danilo Jordan S.A.	Chile	Director común	Compra de activos	CL \$	16.528				16.528			
81.533.000-5	Danilo Jordan S.A.	Chile	Director común	Compra de materiales	CL \$			1.074	(1.074)			1.074	(1.074)
92.604.000-6	Empresa Nacional del Petróleo	Chile	Accionista de Subsidiaria	Préstamo	CL \$			2.039.116				170.718	
92.604.000-6	Empresa Nacional del Petróleo	Chile	Accionista de Subsidiaria	Devolución Préstamo	CL \$	442.319		947.867					
92.604.000-6	Empresa Nacional del Petróleo	Chile	Accionista de Subsidiaria	Intereses Préstamo	CL \$	10.137	(10.137)	11.492	(11.492)	4.311	(4.311)	6.557	(6.557)
99.555.340-6	Turismo y Hoteles Navarino S.A.	Chile	Director común	Servicios recibidos	CL \$	1.687	(1.687)	252	(252)	903	(903)		
96.853.490-4	Enap Refinerías S.A.	Chile	Accionista de Subsidiaria	Capacidad de Transporte	US \$	680.965	680.965	670.801	670.801	334.396	334.396	333.781	333.781
96.853.490-4	Enap Refinerías S.A.	Chile	Accionista de Subsidiaria	Refacturación Gtos PSR	CL \$	396.893	396.893	433.379	433.379	207.658	207.658	259.130	259.130
96.853.490-4	Enap Refinerías S.A.	Chile	Accionista de Subsidiaria	Compra Gas Natural	US \$	2.316.676	(2.316.676)	633.216	(633.216)	1.225.117	(1.225.117)		
96.933.430-5	Inversiones Trigás Cuatro S.A.	Chile	Accionista de Subsidiaria	Préstamo	US \$			939.090				78.624	
96.933.430-5	Inversiones Trigás Cuatro S.A.	Chile	Accionista de Subsidiaria	Devolución Préstamo	US \$	203.784		436.700					
96.933.430-5	Inversiones Trigás Cuatro S.A.	Chile	Accionista de Subsidiaria	Intereses Préstamo	US \$	4.662	(4.662)	5.280	(5.280)	1.982	(1.982)	3.003	(3.003)
96.721.360-8	Gasoducto Gasandes S.A.	Chile	Negocios conjuntos	Servicio de transporte	CL \$	1.332.801	(1.332.801)	1.274.968	(1.274.968)	648.572	(648.572)	629.489	(629.489)
96.923.660-5	Jordan S.A.	Chile	Director común	Compra de materiales	CL \$			275	(275)			275	(275)
96.923.660-5	Jordan S.A.	Chile	Director común	Venta de energía	CL \$			1.103	1.103			1.103	1.103
99.520.000-7	Cia. de Petróleos de Chile Copec S.A.	Chile	Accionista de Subsidiaria	Servicios recibidos	CL \$	2.764	(2.764)			2.354	(2.354)		
99.520.000-7	Cia. de Petróleos de Chile Copec S.A.	Chile	Accionista de Subsidiaria	Venta de gas natural	CL \$	548.908	548.908	634.148	634.148	300.020	300.020	316.841	316.841
99.520.000-7	Cia. de Petróleos de Chile Copec S.A.	Chile	Accionista de Subsidiaria	Compra de lubricantes	CL \$	69.770	(69.770)			30.386	(30.386)		
99.520.000-7	Cia. de Petróleos de Chile Copec S.A.	Chile	Accionista de Subsidiaria	Compra de combustibles	CL \$	151.401	(151.401)	199.870	(199.870)	62.664	(62.664)	152.518	(152.518)
99.520.000-7	Cia. de Petróleos de Chile Copec S.A.	Chile	Accionista de Subsidiaria	Ventas de otros servicios	CL \$			2.914	2.914			2.914	2.914
99.520.000-7	Cia. de Petróleos de Chile Copec S.A.	Chile	Accionista de Subsidiaria	Venta de energía	CL \$			102.097	102.097			102.097	102.097



9.2.- Directorio y gerencia de la sociedad.

El Directorio de Compañía General de Electricidad S.A. lo componen siete miembros, los cuales permanecen por un período de 3 años en sus funciones, pudiendo estos reelegirse.

En Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 19 de abril de 2016 se eligió a los integrantes del Directorio el cual quedó compuesto de la siguiente forma:

Rafael Villaseca Marco
Antonio Basolas Tena
Jon Ganuza Fernández de Arroyabe
Enrique Berenguer Marsal
Jordi García Tabernero
Joan Felip Font
Eduardo Morandé Montt

En Sesión de Directorio Ordinario N° 2008 de fecha 20 de abril de 2016, se designó como Presidente de Directorio y de la Sociedad al director señor Rafael Villaseca Marco y como Vicepresidente al director señor Antonio Basolas Tena.

Con fecha 08 de junio de 2016, renunció a su cargo de Director el señor Jon Ganuza Fernández de Arroyabe.

El equipo gerencial del Grupo CGE lo componen a nivel matriz un gerente general, seis directores, seis subgerentes corporativos, tres subdirectores y dos gerentes.

9.2.1.- Remuneración del Directorio.

Según lo establecido en el Artículo N° 33 de la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas, la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada con fecha 19 de abril de 2016, fijó los siguientes montos para el ejercicio 2016:

- Dietas por asistencia a sesiones.

Una remuneración fija mensual, a todo evento, equivalente a 153 unidades de fomento para cada miembro del Directorio, correspondiéndole al Presidente el equivalente a 1,5 veces dicha cantidad.



El detalle de los montos pagados por los períodos terminados al 30 de junio de 2016 y 2015 a los señores Directores es el siguiente:

Nombre	Cargo	01-01-2016 30-06-2016			01-01-2015 30-06-2015			01-04-2016 30-06-2016			01-04-2015 30-06-2015		
		Dieta directorio M\$	Comité directores M\$	Participación utilidades M\$	Dieta directorio M\$	Comité directores M\$	Participación utilidades M\$	Dieta directorio M\$	Comité directores M\$	Participación utilidades M\$	Dieta directorio M\$	Comité directores M\$	Participación utilidades M\$
Rafael Villaseca Marco	Presidente	35.549			23.224			17.864			14.380		10.834
Antonio Basolas Tena	Vicepresidente	23.699			13.517			11.909			9.094		5.417
Enrique Berenguer Marsal	Ex - Director	9.536			7.618			9.536			7.618		0
Jon Ganuza Fernández de Arroyabe	Director	19.717			7.618			7.927			7.618		0
Juan Felip Font	Director	23.699			7.618			11.909			7.618		0
Jordi García Taberner	Director	23.699			7.618			11.909			7.618		0
Eduardo Rafael Morande Montt	Director	23.699			7.618			11.909			7.618		0
Carlos J. Alvarez Fernández	Ex - Director				5.900	492	14.598				1.477		7.226
Manuel García Cobaleda	Ex - Director				5.900	492	14.598				1.477		7.226
José Antonio Bascuñán Valdés	Ex - Director				5.900	492	151.801				1.477		86.176
Jorge Eduardo Marín Correa	Ex - Director						202.123						85.617
José Luis Hornauer Herrmann	Ex - Director						101.062						42.809
Francisco Javier Marín Estévez	Ex - Director						101.062						42.809
Francisco Javier Marín Jordán	Ex - Director						101.062						42.809
Cristián Neuweiler Heinsen	Ex - Director						134.748						76.495
Andrés Pérez Cruz	Ex - Director						134.748						76.495
Totales		159.598	0	0	92.531	1.476	994.168	82.963	0	0	65.995	0	483.913

Las remuneraciones correspondientes a directores de subsidiarias ascendieron a M\$ 104.122 al 30 de junio de 2016 y M\$ 83.331 por el mismo período de 2015.

9.2.2.- Remuneración del equipo gerencial.

Las remuneraciones con cargo a resultados al equipo gerencial clave del Grupo CGE asciende a M\$2.919.789 por el período terminado al 30 de junio de 2016, (M\$2.860.453 en el mismo período de 2015).

Las remuneraciones con cargo a resultados del equipo gerencial de subsidiarias asciende a M\$4.899.796 al 30 de junio de 2016 (M\$ 9.754.417 en el mismo período de 2015).

El Grupo CGE tiene para sus ejecutivos, establecido un plan de incentivo por cumplimiento de objetivos individuales de aportación a los resultados de las sociedades, estos incentivos están estructurados en un mínimo y máximo de remuneraciones brutas y son canceladas una vez al año.



10.- INVENTARIOS.

La composición del rubro al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es la siguiente:

Clases de inventarios	Corriente		No corriente	
	30-06-2016	31-12-2015	30-06-2016	31-12-2015
	M\$	M\$	M\$	M\$
Materias primas.	14.656.428	14.433.849		
Productos en proceso.	515.530	431.694		
Mercaderías para la venta.	4.845.675	5.821.864		
Suministros para la producción.	4.927.843	3.951.353		
Suministros para mantención.	2.746.671	2.550.955		
Mercaderías en tránsito.	404.728	329.142		
Terrenos Parque Coronel programadas para ser enajenadas.	390.288	399.681	1.572.301	1.623.967
Otros	100.874	108.315		
Provisión de deterioro.	(1.669.851)	(1.642.800)		
Total	26.918.186	26.384.053	1.572.301	1.623.967

Al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015 no hay inventarios pignorados en garantía del cumplimiento de deudas contraídas.

10.1.- Información adicional de inventarios.

Otra información de inventarios	Corrientes			
	01-01-2016	01-01-2015	01-04-2016	01-04-2015
	30-06-2016	30-06-2015	30-06-2016	30-06-2015
	M\$	M\$	M\$	M\$
Importe de rebajas de importes de los inventarios.	(28.485)		(17.280)	0
Importe de reversiones de rebajas de importes de inventarios.	1.434	428.852	1.434	(30.943)
Costos de inventarios reconocidos como gastos durante el período o ejercicio.	131.089.065	139.767.597	62.547.976	74.063.676

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 el período terminado al 30 de junio de 2016 y ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015.

Activos, pasivos por impuestos	Corriente	
	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Activos por impuestos		
Pagos provisionales mensuales.	25.387.746	46.505.520
Rebajas al impuesto.	3.715.310	9.965.845
Créditos al impuesto.	872.768	5.598.379
Incentivo al desarrollo regiones extremas.	1.477.270	1.775.320
Subtotal activos por impuestos	31.453.094	63.845.064
Pasivos por impuestos		
Impuesto a la renta de primera categoría.	(28.124.125)	(35.532.677)
Subtotal pasivos por impuestos	(28.124.125)	(35.532.677)
Total activos (pasivos) por impuestos	3.328.969	28.312.387

12.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro es el siguiente al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015.

Otros activos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Gastos pagados por anticipado.	5.528.181	4.720.950		
Garantías de arriendo.	46.005	75.738	586.848	659.898
Boletas en garantía.	256.468	256.459		
Otros activos	416.829	519.419	292.085	290.812
Total	6.247.483	5.572.566	878.933	950.710

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



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

13.1.- Composición del rubro.

Al 30 de junio 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\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 30-06-2016 M\$
Inversiones en asociadas.	1.268.160		298.870		(566.044)	(123.883)	877.103
Inversiones en sociedades con control conjunto.	53.883.665		8.112.721	(1.735.938)	(7.371.756)	(17.674.000)	35.214.692
Total	55.151.825	0	8.411.591	(1.735.938)	(7.937.800)	(17.797.883)	36.091.795

Al 31 de diciembre de 2015

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	Saldo al 01-01-2015 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Diferencia de conversión M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2015 M\$
Inversiones en asociadas.	3.495.995		871.626		(582.956)	(2.516.505)	1.268.160
Inversiones en sociedades con control conjunto.	51.740.165		16.107.560	(7.381.130)	(5.832.295)	(750.635)	53.883.665
Total	55.236.160	0	16.979.186	(7.381.130)	(6.415.251)	(3.267.140)	55.151.825



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 30 de junio 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\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 30-06-2016 M\$
Campanario Generación S.A.	Chile	US \$	20,00000%	20,00000%	0						0
Gas Natural Producción S.A.	Chile	CL \$	36,14500%	36,14500%	0						0
Gasmart S.A.	Argentina	AR \$	50,00000%	50,00000%	1.098.695		298.598		(566.044)		831.249
Gasco GLP S.A.	Chile	CL \$	0,09090%	0,00000%	123.706					(123.706)	0
Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Colombia	COP \$	0,00066%	0,00000%	177					(177)	0
Inmobiliaria Parque Nuevo S.A.	Chile	CL \$	50,00000%	50,00000%	45.582		272				45.854
Total					1.268.160	0	298.870	0	(566.044)	(123.883)	877.103

Saldos al 31 de diciembre de 2015.

Movimiento de inversiones en asociadas utilizando el método de la participación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01-01-2015 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Diferencia de conversión M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2015 M\$
Campanario Generación S.A.	Chile	US \$	20,00000%	20,00000%	0						0
Gas Natural Producción S.A.	Chile	CL \$	36,14500%	36,14500%	0						0
Gasmart S.A.	Argentina	AR \$	50,00000%	50,00000%	810.076		871.575		(582.956)		1.098.695
Montagas S.A. E.S.P.	Colombia	COP \$	33,33300%	33,33300%	2.253.646					(2.253.646)	0
Energas S.A. E.S.P.	Colombia	COP \$	27,70000%	27,70000%	386.742					(386.742)	0
Gasco GLP S.A.	Chile	CL \$	0,09090%	0,09090%	0					123.706	123.706
Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Colombia	COP \$	0,00066%	0,00066%	0					177	177
Inmobiliaria Parque Nuevo S.A.	Chile	CL \$	50,00000%	50,00000%	45.531		51				45.582
Total					3.495.995	0	871.626	0	(582.956)	(2.516.505)	1.268.160



13.2.2.- Información resumida inversiones en asociadas.

Saldos al 30 de junio de 2016.

Inversiones en asociadas	Porcentaje participación	30-06-2016													
		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)	Otro resultado integral	Resultado integral	
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Campanario Generación S.A.	20,00000%														
Gas Natural Producción S.A.	36,14500%														
Gasmarket S.A.	50,00000%	9.515.784	223.228	9.739.013	7.924.158	152.356	8.076.515	1.662.498	3.531.634	(2.934.439)	597.196	597.196	(442.829)	154.366	
Inmobiliaria Parque Nuevo S.A.	50,00000%	93.430		93.430	1.723		1.723	91.707	691	(147)	544	544		544	
Total		9.609.214	223.228	9.832.443	7.925.881	152.356	8.078.238	1.754.205	3.532.325	(2.934.586)	597.740	597.740	(442.829)	154.910	

Saldos al 31 de diciembre de 2015.

Inversiones en asociadas	Porcentaje participación	31-12-2015							30-06-2015						
		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)	Otro resultado integral	Resultado integral	
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Campanario Generación S.A.	20,00000%														
Gas Natural Producción S.A.	36,14500%														
Gasmarket S.A.	50,00000%	8.377.448	243.906	8.621.354	6.249.345	174.443	6.423.788	2.197.566	7.285.410	(6.630.362)	655.048	655.048	(153.807)	501.241	
Montagas S.A. E.S.P.	33,33300%								12.205.030	(12.620.333)	(415.303)	(415.303)		(415.303)	
Energas S.A. E.S.P.	28,22100%								919.065	(943.019)	(23.954)	(23.954)		(23.954)	
Gasco GLP S.A.	0,09090%	31.629.201	237.887.664	269.516.865	63.621.346	69.805.370	133.426.716	136.090.149							
Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	0,00066%	7.131.503	74.489.224	81.620.727	20.118.358	32.149.714	52.268.072	29.352.655							
Inmobiliaria Parque Nuevo S.A.	50,00000%	92.618		92.618	1.454		1.454	91.164	518	(855)	(337)	(337)		(337)	
Total		47.230.770	312.620.794	359.851.564	89.990.503	102.129.527	192.120.030	167.731.534	20.410.023	(20.194.569)	215.454	215.454	(153.807)	61.647	



13.3.- Sociedades con control conjunto.

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

Saldos al 30 de junio 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\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 30-06-2016 M\$
Norelec S.A.	Argentina	AR \$	50,00000%	50,00000%	11.124.746		1.945.965	(1.394.712)	(2.135.324)		9.540.675
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	Argentina	AR \$	19,50000%	19,50000%	5.711.411		824.080	(322.072)	(1.046.849)		5.166.570
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	Argentina	AR \$	10,00000%	10,00000%	606.402		40.004	(19.154)	(129.418)		497.834
Gasoductos Gasandes (Argentina) S.A.	Chile	AR \$	47,00000%	47,00000%	6.862.084		592.779		(986.668)		6.468.195
Gasoductos Gasandes S.A.	Chile	US\$	47,00000%	47,00000%	4.816.042		111.665		(330.357)		4.597.350
Andes Operaciones y Servicio S.A.	Chile	US\$	50,00000%	50,00000%	399.216		42.468		(19.532)		422.152
Gascart S.A.	Argentina	AR \$	50,00000%	50,00000%	3.947.128		1.473.905		(881.261)		4.539.772
Gasnor S.A.	Argentina	AR \$	2,60000%	2,60000%	219.136		76.827		(49.503)		246.460
Hualpén Gas S.A.	Chile	CL \$	50,00000%	50,00000%	0						0
GNL Quintero S.A.	Chile	US\$	20,00000%	20,00000%	17.192.679		2.026.613		(1.545.292)	(17.674.000)	0
GNL Chile S.A.	Chile	US\$	33,33300%	33,33300%	3.004.821		978.415		(247.552)		3.735.684
Total					53.883.665	0	8.112.721	(1.735.938)	(7.371.756)	(17.674.000)	35.214.692



Saldos al 31 de diciembre de 2015.

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 01-01-2015 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Diferencia de conversión M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2015 M\$
Norelec S.A.	Argentina	AR \$	50,00000%	50,00000%	10.825.341		5.528.696	(1.267.203)	(3.962.088)		11.124.746
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	Argentina	AR \$	19,50000%	19,50000%	5.619.093		2.685.003	(237.672)	(2.355.013)		5.711.411
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	Argentina	AR \$	10,00000%	10,00000%	683.077		174.136	(54.091)	(196.720)		606.402
Gasoductos Gasandes (Argentina) S.A.	Chile	AR \$	47,00000%	47,00000%	9.318.117		(69.902)	(580.148)	(1.813.795)	7.812	6.862.084
Gasoductos Gasandes S.A.	Chile	US \$	47,00000%	47,00000%	3.603.154		604.729		608.159		4.816.042
Andes Operaciones y Servicio S.A.	Chile	US \$	50,00000%	50,00000%	247.554		122.693		28.969		399.216
Gascart S.A.	Argentina	AR \$	50,00000%	50,00000%	3.313.789		1.734.210		(1.100.871)		3.947.128
Gasnor S.A.	Argentina	AR \$	2,60000%	2,60000%	192.925		90.333		(64.122)		219.136
Hualpén Gas S.A.	Chile	CL \$	50,00000%	50,00000%	758.447					(758.447)	0
GNL Quintero S.A.	Chile	US \$	20,00000%	20,00000%	15.361.918		4.359.608	(5.242.016)	2.713.169		17.192.679
GNL Chile S.A.	Chile	US \$	33,33300%	33,33300%	1.816.750		878.054		310.017		3.004.821
Total					51.740.165	0	16.107.560	(7.381.130)	(5.832.295)	(750.635)	53.883.665



13.3.2.- Información resumida en sociedades con control conjunto.

Saldos al 30 de junio de 2016.

Inversiones en sociedades con control conjunto	Porcentaje participación	30-06-2016													
		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)	Otro resultado integral	Resultado integral	
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Norelec S.A.	50,000000%	2.267.488	17.859.308	20.126.796	1.045.445		1.045.445	19.081.351			3.891.931	3.891.931	3.891.931		3.891.931
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	19,500000%	21.619.950	48.612.408	70.232.358	36.493.591	7.243.536	43.737.127	26.495.231	18.167.727	(13.941.675)	4.226.052	4.226.052			4.226.052
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	10,000000%	728.517	4.347.336	5.075.853	97.516		97.516	4.978.337		400.036	400.036	400.036			400.036
Gasoductos Gasandes (Argentina) S.A.	47,000000%	4.730.118	11.708.894	16.439.012	1.335.306	1.341.258	2.676.564	13.762.448	3.441.076	(2.295.018)	1.146.058	1.146.058			1.146.058
Gasoductos Gasandes S.A.	47,000000%	5.793.601	23.569.243	29.362.844	1.588.611	17.992.571	19.581.182	9.781.662	3.322.217	(2.759.405)	562.812	562.812			562.812
Andes Operaciones y Servicio S.A.	50,000000%	962.955	297.617	1.260.572	416.002		416.002	844.570	833.326	(754.623)	78.703	78.703			78.703
Gascart S.A.	50,000000%	28.140.439	10.117.499	38.257.938	28.087.908	162.519	28.250.427	10.007.511	32.942.397	(30.155.932)	2.786.465	2.786.465	(1.770.502)		1.015.962
Gasnor S.A.	2,600000%	28.124.906	10.115.033	38.239.939	28.426.338	334.371	28.760.709	9.479.230	32.942.397	(29.987.513)	2.954.884	2.954.884	(1.931.001)		1.023.883
GNL Quintero S.A.	20,000000%	170.990.600	622.917.287	793.907.887	20.724.029	749.254.830	769.978.859	23.929.028	65.445.673	(55.338.207)	10.107.466	10.107.466			10.107.466
GNL Chile S.A.	33,333000%	89.587.013	18.486.050	108.073.063	75.983.972	20.881.932	96.865.904	11.207.159	295.066.147	(291.141.296)	3.924.851	3.924.851			3.924.851

Saldos al 31 de diciembre de 2015.

Inversiones en sociedades con control conjunto	Porcentaje participación	31-12-2015							30-06-2015						
		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)	Otro resultado integral	Resultado integral	
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Norelec S.A.	50,000000%	2.063.104	20.211.324	22.274.428	24.938		24.938	22.249.490		4.814.250	4.814.250	4.814.250		4.814.250	
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	19,500000%	21.116.635	55.507.940	76.624.575	39.018.653	8.316.634	47.335.287	29.289.288	20.645.289	(14.411.514)	6.233.775	6.233.775		6.233.775	
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	10,000000%	523.237	5.547.119	6.070.356	6.334		6.334	6.064.022		608.367	608.367	608.367		608.367	
Gasoductos Gasandes (Argentina) S.A.	47,000000%	5.641.511	11.113.294	16.754.805	224.411	1.930.215	2.154.626	14.600.179	1.047.387	(1.163.053)	(115.666)	(115.666)		(115.666)	
Gasoductos Gasandes S.A.	47,000000%	5.580.437	26.666.508	32.246.945	1.555.250	20.444.797	22.000.047	10.246.898	3.242.489	(3.010.517)	231.972	231.972		231.972	
Andes Operaciones y Servicios S.A.	50,000000%	965.818	290.597	1.256.415	457.983	0	457.983	798.432	685.562	(858.678)	(173.116)	(173.116)		(173.116)	
Gascart S.A.	50,000000%	9.308.798	11.664.527	20.973.325	10.711.751	1.805.054	12.516.805	8.456.520	13.175.920	(11.564.176)	1.611.744	1.611.744	(40.280)		1.571.464
Gasnor S.A.	2,600000%	9.284.556	11.661.177	20.945.733	10.498.148	2.018.602	12.516.750	8.428.983	13.175.917	(11.461.879)	1.714.038	1.714.038	(47.347)		1.666.691
GNL Quintero S.A.	20,000000%	154.256.694	679.632.352	833.889.046	22.117.223	725.808.428	747.925.651	85.963.395	63.260.893	(51.640.168)	11.620.725	11.620.725	1.165.633		12.786.358
GNL Chile S.A.	33,333000%	70.380.736	19.854.646	90.235.382	59.694.427	21.526.402	81.220.829	9.014.553	376.893.860	(376.750.651)	143.209	143.209	(2.786)		140.423



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

Saldos al 30 de junio de 2016.

Otra información de inversiones en sociedades con control conjunto	30-06-2016						
	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.	18.457				125.331		(35.429)
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	205.834	4.219.201	1.210.519	(4.615)	1.196.190	(1.311.324)	(1.865.713)
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	14.026						
Gasoductos Gasandes (Argentina) S.A.	3.970.865	148.808		(296.835)		(149.057)	(596.145)
Gasoductos Gasandes S.A.	5.064.110	620.365		(671.744)		(664.313)	(172.880)
Andes Operaciones y Servicio S.A.	697.084	10.582			41.666	(12.566)	
Gascart S.A.	8.345.545			(314.608)	657.797	(312.628)	(1.640.962)
Gasnor S.A.	8.333.068			(314.608)	655.781	(312.628)	(1.640.717)
Gasmarket S.A.	453.685	122.120	152.356	(119.253)	982.996	(273.860)	(334.461)
GNL Quintero S.A.	152.302.268	14.046.837	710.714.154	(12.517.574)	192.535	(25.611.711)	(5.342.472)
GNL Chile S.A.	9.201.083			(10.358)	147.143	(49.606)	(1.265.053)
Total	188.606.025	19.167.913	712.077.029	(14.249.595)	3.999.439	(28.697.692)	(12.893.833)



Saldos al 31 de diciembre de 2015.

Otra información de inversiones en sociedades con control conjunto	31-12-2015			30-06-2015			
	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.	1.336.633				61.975		(10.142)
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	567.417	5.892.943	1.554.640	(273.908)	1.643.312	(2.257.600)	(2.924.855)
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	21.004				43.318		(11.222)
Gascart S.A.	3.621.337	38.242		(385.391)	313.050	(212.518)	2.739.758
Gasnor S.A.	3.597.558	38.242		(385.391)	313.050	(212.518)	2.739.898
GNL Quintero S.A.	140.433.430	15.083.088	666.266.431	(11.080.365)	69.959	(23.036.620)	(4.319.553)
GNL Chile S.A.	20.034.779			(8.576)	148.974	(57.335)	(51.023)
Gasoducto Gasandes (Argentina) S.A.	5.049.948	277.673		(443.493)	382.145	(15.337)	(65.182)
Gasoducto Gasandes S.A.	4.459.805	629.912	5.472.493	(623.064)	42.816	(817.332)	639
Andes Operaciones y Servicios S.A.	764.416	16.263				(255)	(6.071)
Total	179.886.327	21.976.363	673.293.564	(13.200.188)	3.018.599	(26.609.515)	(1.907.753)



13.4.- Inversiones en subsidiarias.

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

Saldos al 30 de junio 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\$	Dividendos recibidos M\$	Diferencia de conversión M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 30-06-2016 M\$	Dividendos pagados a participaciones no controladoras M\$
CGE Distribución S.A.	Chile	CL \$	99,34365%	99,34365%	469.714.422		15.425.283	(707.136)		(45.767)	484.386.802	(4.672)
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	CL \$	99,31496%	99,31496%	228.127.632		4.503.692	(4.955.431)		(151.924)	227.523.969	(28.586)
CGE Magallanes S.A.	Chile	CL \$	99,89482%	99,89482%	24.476.607		1.664.219	(790.260)	(17)	(149)	25.350.400	(832)
Emel Norte S.A.	Chile	CL \$	98,21715%	98,21715%	169.382.223		3.655.207	(243.035)		187.492	172.981.887	(4.411)
CGE Argentina S.A.	Chile	CL \$	99,99164%	99,99164%	19.438.474		(945.171)	(2.725.309)	(5.443.544)	2.725.309	13.049.759	(227)
Transnet S.A.	Chile	CL \$	99,60057%	99,60057%	372.116.251		17.443.790	(817.036)		215.218	388.958.223	(3.349)
Gasco S.A.	Chile	CL \$	56,62438%	56,62438%	307.738.743		11.033.391	(6.659.027)	14.697	(203.490.027)	108.637.777	(5.100.973)
Gas Natural Chile S.A.	Chile	CL \$	56,62438%	56,62438%		51.578.361	11.805.857	(3.329.513)	(1.807.849)	127.666.448	185.913.304	(2.550.487)
Tecnet S.A.	Chile	CL \$	100,00000%	100,00000%	2.081.843		543.225	(281.972)		(13.077)	2.330.019	
Comercial & Logística General S.A.	Chile	CL \$	100,00000%	100,00000%	5.002.776		1.146.014			(47.691)	6.101.099	
Transformadores Tusan S.A.	Chile	CL \$	100,00000%	100,00000%	14.702.625		461.545	(810.294)		(33.134)	14.320.742	
Inversiones y Gestión S.A.	Chile	CL \$	100,00000%	100,00000%	54.336.019		1.592.892	(561.550)			55.367.361	
Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	CL \$	100,00000%	100,00000%	2.308.808		(791.539)				1.517.269	
Novanet S.A.	Chile	CL \$	100,00000%	100,00000%	11.511.992		28.074				11.540.066	
Total					1.680.938.415	51.578.361	67.566.479	(21.880.563)	(7.236.713)	(72.987.302)	1.697.978.677	(7.693.537)

Saldos al 31 de diciembre de 2015.

Movimiento de inversiones en sociedades subsidiarias	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01-01-2015 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Resultado responsabilidad sobre pasivos netos asociadas M\$	Dividendos recibidos M\$	Diferencia de conversión M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2015 M\$	Dividendos pagados a participaciones no controladoras M\$
CGE Distribución S.A.	Chile	CL \$	99,34365%	99,34365%	466.295.973		26.175.083		(22.981.931)		225.297	469.714.422	(150.842)
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	CL \$	99,63403%	99,63403%	220.314.965	7.639	15.410.121		(10.101.166)		2.496.073	228.127.632	(69.197)
CGE Magallanes S.A.	Chile	CL \$	99,89482%	99,89482%	24.009.676		3.368.574		(2.908.157)		6.514	24.476.607	(3.059)
Emel Norte S.A.	Chile	CL \$	98,21715%	98,21715%	165.092.950		12.318.650		(8.577.701)		548.324	169.382.223	(152.928)
CGE Argentina S.A.	Chile	CL \$	99,99164%	99,99164%	26.239.005		9.083.604		(1.113.001)	(12.046.052)	(2.725.082)	19.438.474	(93)
Transnet S.A.	Chile	CL \$	99,60057%	99,60057%	371.520.871		27.609.625		(27.052.984)		38.739	372.116.251	(108.058)
Gasco S.A.	Chile	CL \$	56,62438%	56,62438%	304.934.555		29.878.525		(20.642.983)	656.085	(7.087.439)	307.738.743	(15.813.017)
Tecnet S.A.	Chile	CL \$	100,00000%	100,00000%	2.056.680		588.952		(570.230)		6.441	2.081.843	
Comercial & Logística General S.A.	Chile	CL \$	100,00000%	100,00000%	4.373.295		584.160				45.321	5.002.776	
Transformadores Tusan S.A.	Chile	CL \$	100,00000%	100,00000%	14.203.448		1.258.747		(772.746)		13.176	14.702.625	
Inversiones y Gestión S.A.	Chile	CL \$	100,00000%	100,00000%	54.781.780		5.297.365		(5.743.126)			54.336.019	
Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	CL \$	100,00000%	100,00000%	3.671.481		(1.362.673)					2.308.808	
Novanet S.A.	Chile	CL \$	100,00000%	100,00000%	10.181.291		1.330.701					11.511.992	
Total					1.667.675.970	7.639	131.541.434	0	(100.464.025)	(11.389.967)	(6.432.636)	1.680.938.415	(16.297.194)



13.4.2.- Información resumida de las subsidiarias.

Saldos al 30 de junio de 2016.

Inversiones en sociedades subsidiarias al	Porcentaje participación	30-06-2016													
		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.	99,32716%	209.008.020	761.092.323	970.100.343	144.906.949	337.606.313	482.513.262	487.587.081	501.699.576	(446.196.697)	(39.975.683)	15.527.196	15.527.196	15.481.127	15.481.127
Compañía Nacional de Fueba Eléctrica S.A.	99,63403%	86.309.354	288.903.934	375.213.288	50.482.427	95.143.451	145.625.878	229.587.410	136.634.325	(117.940.069)	(14.171.710)	4.522.546	4.534.756	4.370.695	4.381.784
CGE Magallanes S.A.	99,89482%	9.147.916	61.834.655	70.982.571	3.622.666	22.609.486	26.232.152	44.750.419	17.122.590	(11.188.249)	(2.910.440)	3.023.901	1.665.972	3.023.875	1.665.805
Emel Norte S.A.	98,21715%	56.135.316	305.306.313	361.441.629	28.312.632	146.091.792	174.404.424	187.037.205	92.123.685	(74.053.794)	(13.875.885)	4.194.006	3.721.557	4.006.261	3.912.452
CGE Argentina S.A.	99,99164%	32.697.456	46.804.330	79.501.786	59.897.567	6.322.426	66.219.993	13.281.793	28.592.831	(18.844.985)	(10.731.204)	(983.358)	(945.251)	(6.487.265)	(6.389.249)
Transnet S.A.	99,60057%	28.464.809	626.105.009	654.569.818	25.655.610	238.361.711	264.017.321	390.552.497	47.151.451	(15.852.997)	(13.783.165)	17.515.289	17.515.289	17.731.390	17.731.390
Gasco S.A.	56,62438%	663.611.241	0	663.611.241	443.328.412	0	443.328.412	220.282.829	0	0	22.923.408	22.923.408	22.923.408	22.923.408	19.485.231
Gas Natural Chile S.A.	56,62438%	136.891.670	894.797.884	1.031.689.554	93.758.077	372.077.704	465.835.781	565.853.773	219.735.322	(140.486.174)	(40.422.055)	38.827.093	20.849.423	19.332.336	9.610.238
Tecnet S.A.	100,00000%	4.868.704	3.244.048	8.112.752	2.560.401	3.217.143	5.777.544	2.335.208	11.162.930	(9.563.194)	(1.055.302)	544.434	544.434	531.328	531.328
Comercial & Logística General S.A.	100,00000%	17.946.609	1.198.143	19.144.752	12.659.289	384.331	13.043.620	6.101.132	23.058.998	(18.885.970)	(3.027.006)	1.146.022	1.146.022	1.098.332	1.098.332
Transformadores Tusan S.A.	100,00000%	12.278.215	10.385.414	22.663.629	1.979.845	5.731.434	7.711.279	14.952.350	7.508.815	(5.478.284)	(1.537.275)	493.256	465.878	459.811	432.433
Inversiones y Gestión S.A.	100,00000%	7.986.503	49.009.667	56.996.170	1.079.317	547.316	1.626.633	55.369.537	3.490.305	(1.801.752)	(95.598)	1.592.955	1.592.955	1.592.955	1.592.955
Sociedad de Computación Binaria S.A.	100,00000%	2.285.907	23.516.362	25.802.269	4.338.980	19.945.918	24.284.898	1.517.371	12.458.628	(11.877.699)	(1.372.521)	(791.592)	(791.592)	(791.592)	(791.592)
Novanet S.A.	100,00000%	13.661.753	67.515	13.729.268	1.294.422	12.714	1.307.136	12.422.132	2.403.974	(1.339.700)	(1.184.832)	(120.558)	28.075	(120.558)	28.075
Total		1.281.293.473	3.072.265.597	4.353.559.070	873.876.594	1.248.051.739	2.121.928.333	2.231.630.737	1.103.143.430	(873.509.564)	(121.219.268)	108.414.598	88.778.122	83.552.103	68.770.309

Saldos al 31 de diciembre de 2015.

Inversiones en sociedades subsidiarias	Porcentaje participación	31-12-2015							30-06-2015						
		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%	229.631.775	748.797.292	978.429.067	165.503.272	340.108.033	505.611.305	472.817.762	462.258.787	(408.707.692)	(39.712.841)	13.838.254	13.838.254	14.081.366	14.081.366
Compañía Nacional de Fueba Eléctrica S.A.	99,63403%	87.163.915	285.487.318	372.651.233	53.351.004	89.345.466	142.696.470	229.954.763	119.551.110	(102.225.884)	(9.090.247)	8.234.979	8.238.556	8.407.316	8.410.772
CGE Magallanes S.A.	99,89482%	10.439.188	60.874.404	71.313.592	4.685.278	22.983.174	27.668.452	43.645.140	17.143.279	(11.565.063)	(2.808.895)	2.769.321	1.522.824	2.773.274	1.525.067
Emel Norte S.A.	98,21715%	73.274.468	301.383.465	374.657.933	61.560.968	129.794.445	191.355.413	183.302.520	104.466.809	(86.621.203)	(9.376.367)	8.469.239	7.593.781	8.578.519	7.700.446
CGE Argentina S.A.	99,99164%	24.914.945	52.551.091	77.466.036	50.594.009	7.102.969	57.696.978	19.769.058	26.254.942	(13.178.777)	(9.539.318)	3.536.847	3.522.097	3.539.514	3.535.502
Transnet S.A.	99,60057%	27.963.156	617.290.923	645.254.079	35.612.469	236.000.118	271.612.587	373.641.492	45.095.615	(15.888.357)	(12.039.774)	17.167.484	17.167.484	17.288.179	17.288.179
Gasco S.A.	56,62438%	719.708.904	916.187.747	1.635.896.651	489.126.471	375.354.445	864.480.916	771.415.735	215.789.084	(152.358.426)	(25.569.749)	37.860.909	21.405.070	41.345.141	23.705.773
Tecnet S.A.	100,00000%	6.153.706	3.343.323	9.497.029	3.178.737	4.231.814	7.410.551	2.086.478	10.449.879	(8.978.316)	(1.155.313)	316.250	316.250	324.117	324.117
Comercial & Logística General S.A.	100,00000%	13.819.145	1.224.675	15.043.820	4.752.643	5.288.377	10.041.020	5.002.800	15.198.575	(12.982.235)	(1.930.551)	285.789	285.789	296.222	296.222
Transformadores Tusan S.A.	100,00000%	13.976.185	10.494.722	24.470.907	7.403.940	1.756.438	9.160.378	15.310.529	6.542.741	(4.711.232)	(1.482.052)	349.457	326.680	361.761	338.984
Inversiones y Gestión S.A.	100,00000%	3.400.938	52.864.930	56.265.868	1.050.884	876.830	1.927.714	54.338.154	6.416.028	(2.312.260)	(166.375)	3.937.393	3.937.393	3.937.393	3.937.393
Sociedad de Computación Binaria S.A.	100,00000%	4.229.627	23.448.253	27.677.880	5.448.589	19.920.328	25.368.917	2.308.963	12.453.022	(11.448.180)	(1.532.852)	(528.010)	(528.010)	(528.010)	(528.010)
Novanet S.A.	100,00000%	14.474.212	111.089	14.585.301	2.020.053	22.555	2.042.608	12.542.693	3.467.083	(1.694.748)	(693.429)	1.078.906	1.063.076	1.078.906	1.063.076
Total		1.229.150.164	3.074.059.232	4.303.209.396	884.288.317	1.232.784.992	2.117.073.309	2.186.136.087	1.045.086.954	(832.672.373)	(115.097.763)	97.316.818	78.689.244	101.483.698	81.678.887

14.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTO DE LA PLUSVALIA.

14.1.- Composición y movimientos de los activos intangibles.

Este rubro está compuesto principalmente por concesiones, derechos de agua, servidumbres de paso y software computacionales. Su detalle al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es el siguiente:

Activos Intangibles	30-06-2016		
	Valores brutos	Amortización acumulada	Valores netos
	M\$	M\$	M\$
Costos de desarrollo.	4.095.987		4.095.987
Patentes, marcas registradas y otros derechos.	106.118	(55.782)	50.336
Programas informáticos.	57.868.018	(44.518.638)	13.349.380
Otros activos intangibles identificables.	258.886.428	(1.549.952)	257.336.476
Total	320.956.551	(46.124.372)	274.832.179

Activos Intangibles	31-12-2015		
	Valores brutos	Amortización acumulada	Valores netos
	M\$	M\$	M\$
Costos de desarrollo.	3.716.101		3.716.101
Patentes, marcas registradas y otros derechos.	101.711	(52.571)	49.140
Programas informáticos.	55.980.929	(41.780.523)	14.200.406
Otros activos intangibles identificables.	260.364.728	(1.422.361)	258.942.367
Total	320.163.469	(43.255.455)	276.908.014

El detalle de los otros activos intangibles identificables al 30 de junio de 2016 se encuentra en nota 14.1.1.-

La amortización acumulada al 30 de junio de 2016 alcanza a M\$ 46.124.372 y M\$ 43.255.455 al 31 de diciembre de 2015, la que corresponde a los activos intangibles distintos a la plusvalía con vida útil finita.

El detalle de vidas útiles aplicadas en el rubro Intangibles al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015 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



El movimiento de intangibles al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es el siguiente:

Movimientos en activos intangibles	30-06-2016				
	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	258.942.367	276.908.014
Adiciones.	1.851.040	4.475	67.984	4.161.720	6.085.219
Amortización.		(3.211)	(2.752.035)	(347.545)	(3.102.791)
Incremento (disminución) en el cambio de moneda extranjera.	0	(68)	(9.494)	(5.420.066)	(5.429.628)
Otros incrementos (disminuciones).	(1.471.154)		1.842.519		371.365
Cambios, total	379.886	1.196	(851.026)	(1.605.891)	(2.075.835)
Saldo final al 30 de junio de 2016	4.095.987	50.336	13.349.380	257.336.476	274.832.179

Movimientos en activos intangibles	31-12-2015				
	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 2015	481.888	63.016	18.292.580	262.226.984	281.064.468
Adiciones por desarrollo interno.	3.234.213		539.622		3.773.835
Adiciones.		4.631	185.258	5.161.992	5.351.881
Adquisiciones mediante combinaciones de negocios.			52.195		52.195
Transferencias a (desde) activos no corrientes y grupos en enajenación mantenidos para la venta.		(12.173)	(821.758)	(231.318)	(1.065.249)
Amortización.		(6.106)	(4.756.326)	(744.479)	(5.506.911)
Reversiones de deterioro de valor reconocidas en el estado de resultados.				102.556	102.556
Incremento (disminución) en el cambio de moneda extranjera.		144	22.777	(7.595.289)	(7.572.368)
Otros incrementos (disminuciones).		(372)	686.058	21.921	707.607
Cambios, total	3.234.213	(13.876)	(4.092.174)	(3.284.617)	(4.156.454)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	3.716.101	49.140	14.200.406	258.942.367	276.908.014



14.1.1 El detalle del importe de activos intangibles identificables individuales significativos y su vida útil o período de amortización al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es el siguiente:

Detalle de otros activos identificables al 30-06-2016	Importe en libros de activo individual intangibles significativo M\$	Explicación del período o ejercicio de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
Concesiones.	210.586.524	Indefinida
Concesiones Argentina - (IFRIC 12).	28.372.991	42
Servidumbres.	18.189.877	Indefinida
Servidumbres.	187.084	Definida
Total	257.336.476	

Detalle de otros activos identificables al 31-12-2015	Importe en libros de activo individual intangibles significativo M\$	Explicación del período o ejercicio de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
Concesiones.	210.586.524	Indefinida
Concesiones Argentina - (IFRIC 12).	31.228.060	42
Servidumbres.	16.952.124	Indefinida
Servidumbres.	175.659	Definida
Total	258.942.367	



El cargo a resultados del período por amortización de intangibles al 30 de junio de 2016 y 2015 es el siguiente:

Línea de partida en el estado de resultados que incluye amortización de activos intangibles identificables	01-01-2016 30-06-2016			01-01-2015 30-06-2015			01-04-2016 30-06-2016			01-04-2015 30-06-2015		
	Patentes, marcas registradas y otros derechos M\$	Programas informáticos M\$	Otros activos intangibles identificables M\$	Patentes, marcas registradas y otros derechos M\$	Programas informáticos M\$	Otros activos intangibles identificables M\$	Patentes, marcas registradas y otros derechos M\$	Programas informáticos M\$	Otros activos intangibles identificables M\$	Patentes, marcas registradas y otros derechos M\$	Programas informáticos M\$	Otros activos intangibles identificables M\$
Costo de ventas.		2.477.110	345.755		1.993.440	441.689		1.252.634	172.727	0	1.046.612	222.730
Gastos de administración.	3.211	274.925	1.790	3.011	279.390	15.913	1.582	143.838	948	(499)	69.087	8.307
Total	3.211	2.752.035	347.545	3.011	2.272.830	457.602	1.582	1.396.472	173.675	(499)	1.115.699	231.037



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 preestablecidas en dicho cuerpo normativo o en sus reglamentos, o a las condiciones estipuladas en los decretos de concesión. Por lo tanto, la actividad de distribución de energía eléctrica en Chile constituye un negocio regulado y no una concesión de servicios en los términos de IFRIC 12.

Las concesiones de distribución de electricidad y gas 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 (concesiones eléctricas) y Provincias de Jujuy, Tucumán, Salta y Santiago del Estero (concesiones gas). 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 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es la siguiente:

Rut	Sociedad sobre la cual se mantiene la plusvalía	Fecha de generación plusvalía	Sociedad adquirente	Relación con vendedor	Movimientos 2015			Movimientos 2016	
					Saldo al 01-01-2015	Otros incrementos (disminuciones)	Saldo al 31-12-2015	Otros incrementos (disminuciones)	Saldo al 30-06-2016
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
90.310.000-1	Gasco S.A. (*)	12-09-1977	Compañía General de Electricidad S.A.	Sin relación	2.544.299		2.544.299		2.544.299
80.215.300-7	Sociedad Eléctrica del Sur S.A. (*)	30-07-1993	CGE Distribución S.A.	Reorganización	1.028.052		1.028.052		1.028.052
96.661.850-7	Inmobiliaria Coronel S.A. (*)	30-06-1997	Inversiones y Gestión S.A.	Sin relación	808.051		808.051		808.051
86.897.200-9	Empresa Eléctrica EMEC S.A. (*)	30-08-1999	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Reorganización	98.971.277		98.971.277		98.971.277
96.722.460-K	Metrogras S.A. (*)	03-10-2000	Gasco S.A.	Sin relación	8.462.106		8.462.106		8.462.106
96.853.490-4	Gas Sur S.A. (*)	08-06-2001	Gasco S.A.	Sin relación	684.967		684.967		684.967
96.557.330-5	Compañía Eléctrica del Río Maipo S.A. (*)	30-04-2003	CGE Distribución S.A.	Sin relación	103.712.002		103.712.002		103.712.002
76.348.900-0	Energía del Limarí S.A.	05-01-2007	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Sin relación	89.457		89.457		89.457
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	30-11-2007	Compañía General de Electricidad S.A.	Sin relación	47.881.406		47.881.406		47.881.406
0-E	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	18-02-2010	Gasco S.A.	Sin relación	3.002.113	(3.002.113)	0		0
0-E	Grupo Unigas S.A.	15-03-2011	Gasco S.A.	Sin relación	4.213.057	(4.213.057)	0		0
0-E	JGB Inversiones S.A.S. E.S.P.	12-07-2012	Inversiones GLP S.A. E.S.P.	Accionista de subsidiaria	1.768.129	(1.768.129)	0		0
Totales					273.164.916	(8.983.299)	264.181.617	0	264.181.617

(*) Para todas las combinaciones de negocios efectuadas con anterioridad al 1 de enero de 2008, se optó por no aplicar de forma retroactiva la NIIF 3, utilizando la exención de la NIIF 1 como fecha de transición.

16.- PROPIEDADES DE INVERSION.

La composición y el movimiento de este rubro al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es el siguiente:

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

Propiedades de inversión, modelo del valor razonable	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Saldo Inicial	8.864.425	10.889.192
Adiciones, propiedades de inversión.	4.109	
Otro Incremento (decremento), propiedades de inversión.	(486.011)	(329.712)
Total de cambios en propiedades de inversión, modelo del valor razonable	(537.655)	(2.024.767)
Total	8.326.770	8.864.425

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

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

Valorización ajustada incluida en los estados financieros, modelo del valor razonable	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Valorización obtenida para las propiedades de inversión.	8.326.770	8.864.425
Total	8.326.770	8.864.425



16.3.- Ingresos de propiedades de inversión.

Ingresos y gastos de propiedades de inversión	01-01-2016	01-01-2015	01-04-2016	01-04-2015
	30-06-2016	30-06-2015	30-06-2016	30-06-2015
	M\$	M\$	M\$	M\$
Importe de ingresos por alquileres de propiedades de inversión.	318.670	433.948	149.363	302.303

17.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

17.1.- Vidas útiles.

El siguiente cuadro muestra las vidas útiles técnicas para los bienes del Grupo CGE.

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



17.2.- Detalle de los rubros.

La composición de este rubro al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es la siguiente:

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

Clases de propiedades, plantas y equipos, neto	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Construcciones en curso.	259.758.041	227.952.272
Terrenos.	74.634.960	75.478.248
Edificios.	50.428.017	53.564.546
Planta y equipos.	1.973.409.531	1.979.199.043
Subestaciones de poder.	346.054.293	346.735.621
Lineas de transporte energía.	216.438.122	220.255.432
Subestaciones de distribución.	87.863.196	87.590.331
Líneas y redes de media y baja tensión.	605.387.686	605.198.883
Maquinas y equipos de generación.	31.899.830	43.628.566
Red de distribución de gas.	634.233.790	625.091.339
Medidores.	51.532.614	50.698.871
Equipamiento de tecnología de la información	2.876.680	2.764.038
Instalaciones fijas y accesorios	104.941.534	102.660.420
Equipos de comunicaciones.	815.828	877.988
Herramientas.	7.353.347	7.457.342
Muebles y útiles.	2.901.663	3.083.717
Instalaciones y accesorios diversos.	93.870.696	91.241.373
Vehículos de motor.	4.477.355	4.600.072
Mejoras de bienes arrendados.	3.708.725	3.892.516
Otras propiedades, plantas y equipos.	1.715.057	999.040
Repuestos	24.473.101	21.745.809
Total	2.500.423.001	2.472.856.004



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

Clases de propiedades, plantas y equipos, bruto	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Construcciones en curso.	259.758.041	227.952.272
Terrenos.	74.634.960	75.478.248
Edificios.	74.962.397	78.375.666
Planta y equipos.	2.751.191.457	2.745.759.604
Subestaciones de poder.	450.258.421	444.193.596
Líneas de transporte energía.	280.529.615	280.690.319
Subestaciones de distribución.	126.750.350	125.046.081
Líneas y redes de media y baja tensión.	841.885.085	831.639.716
Maquinas y equipos de generación.	67.132.916	89.777.135
Red de distribución de gas.	887.385.468	869.311.628
Medidores.	97.249.602	105.101.129
Equipamiento de tecnología de la información	22.514.258	21.767.244
Instalaciones fijas y accesorios	165.540.837	160.200.063
Equipos de comunicaciones.	4.493.994	4.481.258
Herramientas.	24.047.339	23.423.841
Muebles y útiles.	12.483.875	12.248.992
Instalaciones y accesorios diversos.	124.515.629	120.045.972
Vehículos de motor.	16.381.983	16.268.154
Mejoras de bienes arrendados.	5.482.693	5.476.957
Otras propiedades, plantas y equipos.	1.769.310	1.052.531
Repuestos	34.103.246	31.140.940
Total	3.406.339.182	3.363.471.679



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

Depreciación acumulada y deterioro, propiedades, planta y equipos	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Edificios.	24.534.380	24.811.120
Planta y equipos.	777.781.926	766.560.561
Subestaciones de poder.	104.204.128	97.457.975
Líneas de transporte energía.	64.091.493	60.434.887
Subestaciones de distribución.	38.887.154	37.455.750
Líneas y redes de media y baja tensión.	236.497.399	226.440.833
Maquinas y equipos de generación.	35.233.086	46.148.569
Red de distribución de gas.	253.151.678	244.220.289
Medidores.	45.716.988	54.402.258
Equipamiento de tecnología de la información	19.637.578	19.003.206
Instalaciones fijas y accesorios	60.599.303	57.539.643
Equipos de comunicaciones.	3.678.166	3.603.270
Herramientas.	16.693.992	15.966.499
Muebles y útiles.	9.582.212	9.165.275
Instalaciones y accesorios diversos.	30.644.933	28.804.599
Vehículos de motor.	11.904.628	11.668.082
Mejoras de bienes arrendados.	1.773.968	1.584.441
Otras propiedades, plantas y equipos.	54.253	53.491
Repuestos	9.630.145	9.395.131
Total	905.916.181	890.615.675



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

Movimiento al 30 de junio 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.	72.725.985	127.499		1.197.055	714.719	472.474	269.143	47.805	748.860	5.096.773	81.400.313
	Desapropiaciones		(944.734)	(2.095.302)	(34.663)	(4.603)	(9.202)	(10.386)				(3.098.890)
	Gasto por depreciación y retiros.			(830.872)	(40.528.087)	(685.882)	(2.816.032)	(446.359)	(231.596)	(2.055)	(235.014)	(45.775.897)
	Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	(1.819)	(25.470)		(2.785.535)	(2.193)	(8.806)	(3.287)			(7.220)	(2.834.330)
	Utilización repuestos				(265)					(30.788)		(31.053)
	Otros incrementos (decrementos).	(40.918.397)	(583)	(210.355)	36.361.983	90.601	4.642.680	68.172			(2.127.247)	(2.093.146)
Total cambios	31.805.769	(843.288)	(3.136.529)	(5.789.512)	112.642	2.281.114	(122.717)	(183.791)	716.017	2.727.292	27.566.997	
Saldo final al 30 de junio de 2016		259.758.041	74.634.960	50.428.017	1.973.409.531	2.876.680	104.941.534	4.477.355	3.708.725	1.715.057	24.473.101	2.500.423.001

Movimiento al 31 de diciembre de 2015.

Movimiento año 2015		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 2015		166.716.408	142.066.860	80.433.823	2.388.109.474	4.831.397	103.708.339	12.624.301	4.309.078	1.446.066	32.710.155	2.936.955.901	
Cambios	Adiciones.	136.811.551	1.709.596	126.955	4.574.863	505.333	351.045	459.228	620.272		8.377.997	153.536.840	
	Desapropiaciones	(148.768)	(587.824)	(11.397)	(58.801)	(509)	(49.557)	(175.990)	(41.989)		(182.962)	(1.257.797)	
	Transferencias a (desde) activos no corrientes y grupos en desapropiación mantenidos para la venta.	(4.012.904)	(68.878.426)	(23.576.769)	(390.540.883)	(1.198.959)	(8.102.001)	(8.020.009)			(10.097.874)	(514.427.825)	
	Gasto por depreciación y retiros.			(1.702.563)	(80.334.166)	(1.415.502)	(6.220.359)	(1.106.389)	(416.562)	(1.839)	(748.594)	(91.945.974)	
	Reversiones de deterioro de valor reconocidas en el estado de resultados.				977.849		5.298					983.147	
	Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.		53.983		6.077.975	9.164	66.687	(299)			14.462	6.221.972	
	Utilización repuestos				(9.683)						(474.925)	(409.339)	(893.947)
	Otros incrementos (decrementos).	(71.414.015)	1.114.059	(1.705.503)	50.402.415	33.114	12.900.968	819.230	(578.283)	29.738	(7.918.036)	(16.316.313)	
Total cambios	61.235.864	(66.588.612)	(26.869.277)	(408.910.431)	(2.067.359)	(1.047.919)	(8.024.229)	(416.562)	(447.026)	(10.964.346)	(464.099.897)		
Saldo final al 31 de diciembre de 2015		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	



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

El Grupo CGE, 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 en el sector gas, como asimismo con los contratos comerciales suscritos con sus clientes. No existen restricciones en la titularidad de propiedades, plantas y equipos del Grupo CGE.

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

Informaciones adicionales a revelar sobre propiedades, planta y equipos	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Importe en libros de Propiedad, planta y equipo completamente depreciados todavía en uso.	4.477.106	8.556.121
Importe en libros de Propiedades, planta y equipo retiradas no mantenidas para la venta.	3.524.188	7.979.724
Importe de desembolsos sobre cuentas de propiedades, planta y equipos en proceso de construcción.	77.571.407	138.863.419

17.5.- Costo por intereses.

Durante el período y ejercicio terminados al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015 respectivamente, no se han capitalizado intereses, por no existir propiedades, planta y equipo que califiquen para dicha activación.

17.6.- Información a considerar sobre los activos revaluados.

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

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

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



En el caso de los bienes de transmisión eléctrica que son sometidos a revaluación se ha definido considerar como valor de referencia el Valor Nuevo de Mercado, calculando su valor justo considerando la antigüedad real del bien, sus condiciones actuales de uso, una tasa efectiva de retorno y la vida útil total por clase de bienes como período total de retorno de flujos.

Las tasaciones vinculadas con las redes de distribución, cilindros y estanques del gas fueron efectuadas de acuerdo a NIC 16, tomando como base la metodología del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de los activos.

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

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

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

Durante el ejercicio 2014 se revaluó el segmento eléctrico y el subsegmento de gas licuado (presentado al 31 de diciembre de 2015 como disponible para la venta) por M\$193.381.229 del Grupo CGE, no existiendo indicios de variaciones relevantes para el subsegmento de gas natural, cuya última revaluación se efectuó al 31 de diciembre de 2013. De igual forma se revaluaron todas las propiedades, las cuales son transversales a todos los segmentos del Grupo. Las tasaciones se llevaron a cabo a base del valor de mercado o valor de reposición técnicamente depreciado, según correspondiese. La revalorización neta de los correspondientes impuestos diferidos se abonó a la reserva o superávit de revaluación en el patrimonio neto, registrada a través del estado de resultados integral. Este proceso implicó un incremento al 31 de diciembre de 2014 (antes de impuestos diferidos) de M\$ 246.262.807, el saldo revaluado de dichas propiedades, planta y equipo al 30 de junio de 2016 asciende al valor de M\$ 868.231.121.

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

Valor de libros de Propiedades, planta y equipo revaluado según el modelo del costo	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Terrenos.	30.888.791	31.732.079
Edificios.	38.570.897	41.262.122
Planta y equipos.	1.257.412.963	1.243.613.249
Total	1.326.872.651	1.316.607.450



El siguiente es el movimiento de la porción del valor de los activos detallados precedentemente atribuibles a su revaluación para el período terminado al 30 de junio de 2016 y ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015.

Valor de libros de Propiedades, planta y equipo revaluado según el modelo del costo	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Saldo inicial	885.568.616	1.118.752.905
Retiros de propiedades, planta y equipos revaluado.	(1.029.752)	(4.293.231)
Transferencias a (desde) activos no corrientes y grupos en enajenación mantenidos para la venta.		(193.381.229)
Depreciación de la porción del valor de propiedades, planta y equipos revaluado.	(16.307.743)	(35.509.829)
Movimiento del ejercicio	(17.337.495)	(233.184.289)
Total	868.231.121	885.568.616

Propiedades, planta y equipo, revaluación	30-06-2016			31-12-2015		
	Propiedades, planta y equipo, activos revaluados M\$	Propiedades, planta y equipo, activos revaluados, al costo M\$	Propiedades, planta y equipo, superávit de revaluación M\$	Propiedades, planta y equipo, activos revaluados M\$	Propiedades, planta y equipo, activos revaluados, al costo M\$	Propiedades, planta y equipo, superávit de revaluación M\$
Terrenos.	74.960.352	30.888.791	44.071.561	74.455.773	31.732.079	42.723.694
Edificios.	55.154.346	38.570.897	16.583.449	59.406.075	41.262.122	18.143.953
Planta y equipos.	2.064.989.074	1.257.412.963	807.576.111	2.068.314.218	1.243.613.249	824.700.969
Total	2.195.103.772	1.326.872.651	868.231.121	2.202.176.066	1.316.607.450	885.568.616

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

Valor de libros según modelo del costo de propiedades, planta y equipo no revaluado	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Construcción en curso.	259.758.041	227.952.272
Planta y equipos.	1.472.216	1.626.153
Equipamiento de tecnologías de la información.	2.876.680	2.764.038
Instalaciones fijas y accesorios.	10.690.400	10.992.554
Vehículos de motor.	4.477.355	4.600.072
Otras propiedades, planta y equipos.	19.722.427	16.720.779
Repuestos	6.322.110	6.024.070
Total	305.319.229	270.679.938



18.- DETERIORO DE ACTIVOS.

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

El Grupo CGE 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 3.14.- 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 el Grupo CGE 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.

Las tasas de descuento nominales antes de impuestos aplicadas al cierre de los estados financieros al 30 de junio de 2016, fluctuaron entre un 9% y un 12% para Chile, entre un 11,0% y un 12,5% para Colombia y para Argentina tasas de descuento reales antes de impuestos que fluctúan entre un 13% y 14,2%, para los negocios eléctricos y del gas.

Como resultado de estas pruebas el Grupo CGE determinó que no existen deterioros en la plusvalía comprada y demás activos intangibles de vida útil indefinida, no existiendo indicios de deterioro para el período terminado al 30 de junio de 2016.



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

Los montos reconocidos en resultados por pérdidas por deterioro al 30 de junio de 2016 y 2015 se detallan a continuación:

Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor	01-01-2016 30-06-2016		01-04-2016 30-06-2016	
	Activos financieros	Total	Activos financieros	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	(5.510.076)	(5.510.076)	(3.796.205)	(3.796.205)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	911.575	911.575	490.632	490.632

Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor	01-01-2015 30-06-2015		01-04-2015 30-06-2015	
	Activos financieros	Total	Activos financieros	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	(1.557.989)	(1.557.989)	246.670	246.670
Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	1.562.680	1.562.680	797.397	797.397

Las pérdidas y reversión de pérdidas por deterioro de activos financieros al 30 de junio de 2016 y 2015, 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	01-01-2016 30-06-2016				01-04-2016 30-06-2016			
	Eléctrico M\$	Gas M\$	Servicios M\$	Total M\$	Eléctrico M\$	Gas M\$	Servicios M\$	Total M\$
	Pérdidas por deterioro de valor	(5.399.128)	(70.644)	(40.304)	(5.510.076)	(3.758.876)	685	(38.014)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas	(172.050)	90.381	993.244	911.575	(82.645)	9.397	563.880	490.632

Pérdidas por deterioro de valor reconocidas o revertidas por segmento	01-01-2015 30-06-2015				01-04-2015 30-06-2015			
	Eléctrico M\$	Gas M\$	Servicios M\$	Total M\$	Eléctrico M\$	Gas M\$	Servicios M\$	Total M\$
	Pérdidas por deterioro de valor	(1.263.386)	(238.234)	(56.369)	(1.557.989)	359.995	(75.075)	(38.250)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas	441.730	88.833	1.032.117	1.562.680	344.782	(22.400)	475.015	797.397



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

Información a revelar sobre las unidades generadoras de efectivo	30-06-2016		31-12-2015	
	Unidades generadoras de efectivo	Total	Unidades generadoras de efectivo	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Plusvalía	264.181.617	264.181.617	264.181.617	264.181.617
Activos intangibles con vidas útiles indefinidas	121.759.178	121.759.178	227.538.648	227.538.648

19.- IMPUESTOS DIFERIDOS.

19.1.- Activos por impuestos diferidos.

Activos por impuestos diferidos	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Relativos a propiedades, plantas y equipos.	10.024.744	7.737.588
Relativos a intangibles.	361.844	3.136.171
Relativos a ingresos anticipados	2.019.604	2.148.454
Relativos a provisiones.	3.580.924	2.680.759
Relativos a contratos de moneda extranjera.	304.523	
Relativos a obligaciones por beneficios a los empleados.	8.696.646	9.244.754
Relativos a revaluaciones de instrumentos financieros.	127.500	
Relativos a pérdidas fiscales.	36.583.556	38.837.060
Relativos a cuentas por cobrar.	21.613.864	12.986.341
Relativos a los inventarios.	2.042.031	1.936.902
Relativos a contratos de leasing.	1.220.775	
Concesiones IFRIC 12	211.059	1.248.357
Relativos a otros.	253.467	765.244
Total	87.040.537	80.721.630

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos, requieren de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. El Grupo CGE 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 del Grupo CGE. Estos créditos se han generado básicamente por la aplicación de un incentivo fiscal de depreciación acelerada. La recuperación de estos créditos está asegurada por no tener plazo de vencimiento y corresponder a sociedades que han venido obteniendo históricamente beneficios de manera recurrente.



19.2.- Pasivos por impuestos diferidos.

Pasivos por impuestos diferidos	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Relativos a propiedades, planta y equipos.	142.120.999	150.944.771
Relativos a revaluaciones de propiedades, planta y equipos.	231.154.266	220.227.141
Relativos a intangibles.	43.898.384	43.197.153
Relativos a obligaciones por beneficios a los empleados.	391.341	349.570
Relativos a revaluaciones de instrumentos financieros.	1.681.428	1.738.506
Relativos a cuentas por cobrar.	400.372	352.637
Relativos a contratos de leasing.	286.536	316.943
Relativos a otros.	1.224.366	1.157.857
Relativos a propiedades de inversión.	41.918	35.182
Total	421.199.610	418.319.760

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

El siguiente es el movimiento de los activos por impuestos diferidos al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015:

Movimientos en activos por impuestos diferidos	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Saldo inicial	80.721.630	95.325.597
Incremento (decremento) en activos impuestos diferidos.	8.166.724	(3.765.296)
Transferencias a (desde) activos no corrientes y grupos en enajenación mantenidos para la venta.		(11.075.342)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera, activos por impuesto diferido.	(1.006.717)	236.671
Otros incrementos (decrementos), activos por impuestos diferidos.	(841.100)	
Cambios en activos por impuestos diferidos, total	6.318.907	(14.603.967)
Total	87.040.537	80.721.630

El siguiente es el movimiento de los pasivos por impuestos diferidos al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015:

Movimientos en pasivos por impuestos diferidos	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Saldo inicial	418.319.760	516.701.348
Incremento (decremento) en pasivos impuestos diferidos.	3.410.552	(11.354.389)
Disminución por transferencias a pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta, otras provisiones		(88.080.109)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera, pasivos por impuesto diferido.	(27.057)	1.060.919
Otros incrementos (decrementos), pasivos por impuestos diferidos.	(503.645)	(8.009)
Cambios en pasivos por impuestos diferidos, total	2.879.850	(98.381.588)
Total	421.199.610	418.319.760



19.4.- Compensación de partidas.

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

Concepto	30-06-2016			31-12-2015		
	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.	87.040.537	(67.653.897)	19.386.640	80.721.630	(59.652.191)	21.069.439
Pasivos por impuestos diferidos.	(421.199.610)	67.653.897	(353.545.713)	(418.319.760)	59.652.191	(358.667.569)
Total	(334.159.073)	0	(334.159.073)	(337.598.130)	0	(337.598.130)



20.- PASIVOS FINANCIEROS.

El detalle de este rubro para los cierres al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

20.1.- Clases de otros pasivos financieros.

Pasivos financieros	Moneda	30-06-2016		31-12-2015	
		Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Préstamos bancarios.	CL \$	43.794.143	584.448.754	99.631.784	564.726.488
Préstamos bancarios.	US \$	1.381.648	10.556.637	1.473.282	11.333.703
Préstamos bancarios.	AR \$	9.376.294	4.634.561	9.356.811	5.433.008
Préstamos bancarios.	UF	144.420	41.148.302	63.388	40.461.752
Total préstamos bancarios		54.696.505	640.788.254	110.525.265	621.954.951
Obligaciones con el público (bonos)	UF	8.933.952	551.450.663	9.579.305	544.223.379
Pasivos de cobertura	US \$	140.411			
Pasivos de cobertura		140.411	0	0	0
Otros	UF			7.709.108	
Otros		0	0	7.709.108	0
Total		63.770.868	1.192.238.917	127.813.678	1.166.178.330

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



Saldos al 30 de junio 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	30-06-2016	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 4 años	más de 4 hasta 5 años	30-06-2016		
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR \$	Mensual	42,27%	42,27%	Sin Garantía		2.135		131.652	133.787							0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR \$	Mensual	36,00%	36,00%	Sin Garantía		8.737		218.736	227.473	109.368						109.368
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Sobregiro	46,80%	46,80%	Sin Garantía	436.753				436.753							0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	15,25%	15,25%	Sin Garantía		440		19.406	19.846							0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	36,60%	36,60%	Sin Garantía		2.202		146.432	148.634							0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	35,39%	35,39%	Sin Garantía		10.639		205.416	216.055	50.633						50.633
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	43,80%	43,80%	Sin Garantía		25.523		432.876	458.399	253.167						253.167
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	34,48%	34,48%	Sin Garantía		147.224		911.400	1.058.624							0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Comafi	AR \$	Sobregiro	37,50%	37,50%	Sin Garantía	194.543				194.543							0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Servicios y Transacciones	AR \$	Sobregiro	38,00%	38,00%	Sin Garantía	448.386				448.386							0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Santander Río	AR \$	Sobregiro	39,00%	39,00%	Sin Garantía	507.656				507.656							0
Argentina	Energía San Juan S.A.	SINDICADO II	AR \$	Mensual	44,48%	44,48%	Sin Garantía		35.948		939.881	975.829							0
Argentina	Energía San Juan S.A.	SINDICADO III	AR \$	Mensual	43,89%	43,89%	Sin Garantía		142.098		1.708.875	1.850.973	854.438						854.438
Argentina	Energía San Juan S.A.	SINDICADO IV	AR \$	Mensual	35,80%	35,80%	Sin Garantía		165.424		607.600	773.024	1.215.200						1.215.200
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	43,95%	43,95%	Sin Garantía		37.312		329.117	366.429	582.283						582.283
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	43,97%	43,97%	Sin Garantía		29.644		303.800	333.444	607.600						607.600
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	27,00%	27,00%	Sin Garantía		21.844		307.598	329.442	922.791						922.791
Chile	Transnet S.A.	Banco BBVA	CL \$	Al vencimiento	4,77%	4,77%	Sin Garantía			10.630.778		10.630.778							0
Chile	Transnet S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Al vencimiento	5,83%	5,66%	Sin Garantía				180.805	180.805					24.912.466		24.912.466
Chile	Transnet S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	6,02%	5,85%	Sin Garantía				112.125	112.125					14.947.488		14.947.488
Chile	Transnet S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	4,55%	4,55%	Sin Garantía				207.922	207.922					22.234.914		22.234.914
Chile	Metrogas S.A.	Banco Santander	CL \$	Al vencimiento	4,55%	4,37%	Sin Garantía				95.594	95.594	12.486.360						12.486.360
Chile	Metrogas S.A.	BancoEstado	US\$	Al vencimiento	1,12%	1,33%	Sin Garantía		4.143		1.322.740	1.326.883							0
Chile	Gas Sur S.A.	Banco BBVA	CL \$	Al vencimiento	4,77%	4,77%	Sin Garantía				6.501.723	6.501.723							0
Chile	Gas Sur S.A.	Banco Scotiabank	CL \$	Al vencimiento	4,26%	4,26%	Sin Garantía	621.247				621.247							0
Chile	Aprovisionadora Global de Energía S.A	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	4,50%	4,37%	Sin Garantía				92.829	92.829	12.125.057						12.125.057
Chile	Aprovisionadora Global de Energía S.A	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	4,21%	4,39%	Sin Garantía				91.181	91.181	9.703.036						9.703.036
Chile	Aprovisionadora Global de Energía S.A	Banco de Chile	US\$	Al vencimiento	1,70%	2,19%	Sin Garantía				54.765	54.765	10.556.637						10.556.637
Chile	Tecnet S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	5,56%	5,56%	Sin Garantía				2.317	2.317	3.000.000						3.000.000
Chile	Comercial y Logística S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	4,84%	4,77%	Sin Garantía				5.000.280	5.000.280							0
Chile	Transformadores Tusan S.A.	BancoEstado	CL \$	Al Vencimiento	4,67%	4,67%	Sin Garantía				0	0	4.000.000						4.000.000
Chile	Energy Sur Ingeniería S.A.	Banco Itaú	CL \$	Mensual	7,80%	7,80%	Sin Garantía	4.715	4.762	9.548	34.496	53.521							0
Totales								1.803.769	3.677.141	12.815.411	36.400.184	54.696.505	242.278.931	186.307.947	15.556.637	196.644.739	640.788.254		



Saldos al 31 de diciembre de 2015.

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	31-12-2015	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 4 años	más de 4 hasta 5 años	31-12-2015	
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco BBVA	CL \$	Mensual	3,58%	3,58%	Sin Garantía	9.808.843				9.808.843						0
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Mensual	3,95%	3,95%	Sin Garantía	439.186				439.186						0
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Chile	CL \$	Mensual	4,16%	4,16%	Sin Garantía	77				77						0
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Santander	CL \$	Mensual	3,85%	3,85%	Sin Garantía	7.531.750				7.531.750						0
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Santander	UF	Al vencimiento	1,59%	0,58%	Sin Garantía			63.388		63.388		40.461.752				40.461.752
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Santander	CL \$	Al Vencimiento	3,96%	4,54%	Sin Garantía				13.313.416	13.313.416						0
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al Vencimiento	4,33%	4,18%	Sin Garantía		905.667			905.667					49.817.077	49.817.077
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco BBVA	CL \$	Al Vencimiento	4,42%	4,27%	Sin Garantía		462.583			462.583					24.908.539	24.908.539
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Al Vencimiento	4,61%	4,41%	Sin Garantía			235.200		235.200		14.946.510				14.946.510
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL \$	Al Vencimiento	5,11%	5,11%	Sin Garantía				8.517	8.517	19.920.328					19.920.328
Chile	CGE Distribución S.A.	BancoEstado	CL \$	Semestral	6,43%	4,50%	Sin Garantía			242.500		242.500		19.998.043				19.998.043
Chile	CGE Distribución S.A.	Banco BBVA	CL \$	Semestral	5,35%	5,33%	Sin Garantía				75.508	75.508		14.998.908				14.998.908
Chile	CGE Distribución S.A.	Banco Bice	CL \$	Annual	2,71%	5,36%	Sin Garantía				65.754	65.754		10.755.818				10.755.818
Chile	CGE Distribución S.A.	Banco de Chile	CL \$	Semestral	3,73%	4,07%	Sin Garantía		415.786			415.786		22.425.095				22.425.095
Chile	CGE Distribución S.A.	BancoEstado	CL \$	Semestral	3,92%	4,39%	Sin Garantía			67.069		67.069		5.000.000				5.000.000
Chile	CGE Distribución S.A.	BancoEstado	CL \$	Semestral	4,12%	4,51%	Sin Garantía			172.103		172.103		14.771.766				14.771.766
Chile	CGE Distribución S.A.	BancoEstado	CL \$	Semestral	4,11%	4,50%	Sin Garantía			132.770		132.770		10.950.084				10.950.084
Chile	CGE Distribución S.A.	Banco Santander	CL \$	Al vencimiento	4,20%	4,69%	Sin Garantía				135.450	135.450	16.503.180					16.503.180
Chile	CGE Distribución S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	5,67%	5,45%	Sin Garantía			480.660		480.660					24.906.951	24.906.951
Chile	CGE Distribución S.A.	Banco Itaú	CL \$	Al vencimiento	5,19%	4,98%	Sin Garantía			351.367		351.367		19.929.270				19.929.270
Chile	CGE Distribución S.A.	Banco Itaú	CL \$	Al vencimiento	5,15%	5,15%	Sin Garantía				25.750	25.750		9.960.657				9.960.657
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Banco Santander	CL \$	Al vencimiento	4,76%	5,11%	Sin Garantía				5.024.131	5.024.131						0
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	3,83%	4,17%	Sin Garantía			228.947		228.947		17.187.184				17.187.184
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	4,02%	4,41%	Sin Garantía			63.712		63.712		5.592.492				5.592.492
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Al vencimiento	5,66%	5,66%	Sin Garantía				180.806	180.806				24.902.518		24.902.518
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	5,85%	5,85%	Sin Garantía				74.750	74.750				9.961.007		9.961.007
Chile	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Banco de Chile	CL	Al vencimiento	3,87%	3,87%	Sin Garantía			230.299		230.299		6.338.203				6.338.203
Chile	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Banco Santander	CL	Al vencimiento	3,88%	3,88%	Sin Garantía			90.720		90.720		2.505.154				2.505.154
Chile	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Banco BBVA	CL	Al vencimiento	5,01%	5,01%	Sin Garantía				108.550	108.550		14.942.746				14.942.746
Chile	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	5,00%	5,00%	Sin Garantía				15.278	15.278		2.200.000				2.200.000
Chile	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	4,50%	4,50%	Sin Garantía				11.574	11.574		985.038				985.038
Chile	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	3,91%	3,91%	Sin Garantía				41.584	41.584		1.263.609				1.263.609
Chile	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	4,58%	4,58%	Sin Garantía			52.004		52.004				2.233.678		2.233.678
Chile	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	4,21%	4,21%	Sin Garantía			31.513		31.513		1.623.289				1.623.289
Chile	TV Red S. A.	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	5,36%	5,36%	Sin Garantía				2.680	2.680		500.000				500.000
Chile	Empresa Eléctrica Antofagasta S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	3,84%	3,84%	Sin Garantía			234.217		234.217		6.458.190				6.458.190
Chile	Empresa Eléctrica Antofagasta S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	4,01%	4,01%	Sin Garantía				137.677	137.677		4.000.000				4.000.000
Chile	Empresa Eléctrica Antofagasta S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	3,84%	3,84%	Sin Garantía			320.826		320.826		8.846.291				8.846.291
Chile	Empresa Eléctrica Antofagasta S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	3,92%	3,92%	Sin Garantía			233.726		233.726		6.350.487				6.350.487
Chile	Empresa Eléctrica Antofagasta S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	4,91%	4,91%	Sin Garantía				141.844	141.844		19.923.659				19.923.659
Chile	Empresa Eléctrica Arica S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	3,84%	3,84%	Sin Garantía			196.885		196.885		5.428.805				5.428.805
Chile	Empresa Eléctrica Arica S.A.	Banco Santander	CL \$	Al vencimiento	3,87%	3,87%	Sin Garantía			93.726		93.726		2.579.501				2.579.501
Chile	Empresa Eléctrica Arica S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	3,94%	3,94%	Sin Garantía			33.151		33.151		890.881				890.881
Chile	Empresa Eléctrica Iquique S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	4,34%	4,34%	Sin Garantía			148.830		148.830		7.620.594				7.620.594
Chile	Empresa Eléctrica Iquique S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	3,87%	3,87%	Sin Garantía			320.454		320.454		8.819.438				8.819.438
Chile	Emel Norte S.A.	Banco Santander	CL \$	Al vencimiento	5,12%	5,12%	Sin Garantía				17.242.102	17.242.102						0
Chile	Transemel S.A.	Banco Santander	CL \$	Al vencimiento	5,19%	5,19%	Sin Garantía				45.808	45.808	6.619.598					6.619.598
Chile	Transemel S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	4,61%	4,61%	Sin Garantía				81.067	81.067	11.106.439					11.106.439
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Macro	AR \$	Mensual	27,03%	27,03%	Sin Garantía				2.203	39.470						0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Macro	AR \$	Mensual	28,76%	28,76%	Sin Garantía				3.535	133.347						0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Macro	AR \$	Mensual	28,36%	28,36%	Sin Garantía				11.275	236.977						37.413
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Macro	AR \$	Sobregiro	31,00%	31,00%	Sin Garantía	405.436				405.436						0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR \$	Sobregiro	32,50%	32,50%	Sin Garantía	68.299				68.299						0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR \$	Mensual	33,63%	33,63%	Sin Garantía				1.786	129.252						0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR \$	Mensual	32,00%	32,00%	Sin Garantía				1.387	42.382		50.648				50.648



Saldos al 31 de diciembre de 2015. (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		1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 4 años	más de 4 hasta 5 años	
								M\$	M\$	M\$	M\$	31-12-2015	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR \$	Mensual	33,42%	33,42%	Sin Garantía			1.308	16.517	17.825	21.270				21.270
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR \$	Mensual	33,66%	33,66%	Sin Garantía			6.381	194.425	200.806	15.208				15.208
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR \$	Mensual	32,97%	32,97%	Sin Garantía			7.090	371.193	378.283	152.083				152.083
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Sobregiro	33,14%	33,14%	Sin Garantía	678.834				678.834					0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	15,76%	15,76%	Sin Garantía			685	41.194	41.879					0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	15,25%	15,25%	Sin Garantía			1.275	67.411	68.686					0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	28,28%	28,28%	Sin Garantía			3.133	184.307	187.440	68.438				68.438
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	30,34%	30,34%	Sin Garantía			13.692	236.991	250.683	152.083				152.083
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	32,89%	32,89%	Sin Garantía			26.697	447.913	474.610	486.667				486.667
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Comafi	AR \$	Sobregiro	40,74%	40,74%	Sin Garantía	183.630				183.630					0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Servicios y Transacciones	AR \$	Sobregiro	33,00%	33,00%	Sin Garantía	561.940				561.940					0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Santander Río	AR \$	Sobregiro	36,81%	36,81%	Sin Garantía	797.236				797.236					0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Supervielle	AR \$	Sobregiro	37,03%	37,03%	Sin Garantía	49.580				49.580					0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Hipotecario	AR \$	Sobregiro	34,00%	34,00%	Sin Garantía	112.300				112.300					0
Argentina	Energía San Juan S.A.	SINDICADO II	AR \$	Mensual	35,69%	35,69%	Sin Garantía			53.946	1.539.844	1.593.790	376.406				376.406
Argentina	Energía San Juan S.A.	SINDICADO III	AR \$	Mensual	33,88%	33,88%	Sin Garantía			81.725	2.053.125	2.134.850	2.053.125				2.053.125
Argentina	Energía San Juan S.A.	SINDICADO IV	AR \$	Mensual	33,54%	33,54%	Sin Garantía			101.102	243.333	344.435	1.946.667				1.946.667
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR \$	Mensual	33,92%	33,92%	Sin Garantía			763	54.750	55.513					0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR \$	Mensual	34,92%	34,92%	Sin Garantía			3.142	146.000	149.142	73.000				73.000
Chile	Transnet S.A.	Banco BBVA	CLP	Al vencimiento	4,21%	4,68%	Sin Garantía				219.681	219.681	22.234.914				22.234.914
Chile	Transnet S.A.	Banco BBVA	CLP	Al vencimiento	3,87%	4,24%	Sin Garantía			145.470	10.467.124	10.612.594					0
Chile	Transnet S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CLP	Al vencimiento	5,66%	5,66%	Sin Garantía				180.805	180.805				24.902.518	24.902.518
Chile	Transnet S.A.	BancoEstado	CLP	Al vencimiento	5,85%	5,85%	Sin Garantía				112.125	112.125				14.941.510	14.941.510
Chile	Gas Sur S.A.	Banco BBVA	CL\$	Al vencimiento	5,43%	5,43%	Sin Garantía				6.502.941	6.502.941					0
Chile	Metrogas S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	4,50%	4,60%	Sin Garantía			102.222		102.222	12.477.919				12.477.919
Chile	Metrogas S.A.	Banco Santander	CL \$	Al vencimiento	4,55%	4,60%	Sin Garantía			102.222		102.222	12.478.140				12.478.140
Chile	Metrogas S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	4,21%	4,46%	Sin Garantía			96.633		96.633	9.987.037				9.987.037
Chile	Metrogas S.A.	BancoEstado	US\$	Al vencimiento	1,12%	1,02%	Sin Garantía			3.472	1.420.320	1.423.792					0
Chile	Metrogas S.A.	Banco de Chile	US\$	Al vencimiento	1,70%	1,82%	Sin Garantía				49.490	49.490				11.333.703	11.333.703
Chile	Metrogas S.A.	Banco Santander	CL \$	Mensual	3,84%	3,84%	Sin Garantía	17.367.152				17.367.152					0
Chile	Tecnet S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	4,42%	4,42%	Sin Garantía				2.210	2.210	3.000.000				3.000.000
Chile	Tecnet S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	4,19%	4,19%	Sin Garantía		19.242			19.242		1.014.265			1.014.265
Chile	Comercial y Logística S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	4,38%	4,44%	Sin Garantía					0	4.999.254				4.999.254
Chile	Transformadores Tusan S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	4,43%	4,43%	Sin Garantía				4.000.492	4.000.492	19.904				19.904
Totales								20.637.111	21.161.325	3.008.904	65.717.925	110.525.265	124.779.721	309.267.729	0	187.907.501	621.954.951



20.3.- Obligaciones con el público. (Bonos)

Saldos al 30 de junio 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	30-06-2016	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	30-06-2016
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$						
542	I	5.500.000	UF	4,65%	4,76%	11-08-2029	Chile	Semestral	Semestral	2.551.620		2.551.620					59.084.573	82.718.289	141.802.862
542	J	500.000	UF	4,75%	5,10%	12-01-2029	Chile	Semestral	Al Vencimiento	285.613		285.613						12.737.172	12.737.172
541	K	2.000.000	UF	4,00%	4,05%	02-12-2031	Chile	Semestral	Al Vencimiento		163.520	163.520						51.696.717	51.696.717
765	BCGED-E	4.000.000	UF	3,85%	3,89%	30-09-2034	Chile	Semestral	Semestral	1.004.321		1.004.321						103.413.485	103.413.485
610	D	3.500.000	UF	4,30%	4,20%	10-09-2030	Chile	Semestral	A partir del 03-2020	1.191.297		1.191.297			4.162.714	8.325.429	41.627.144	37.464.953	91.580.240
217	BMGAS-B-1	66.342	UF	7,00%	7,61%	01-09-2024	Chile	Semestral	Semestral	86.344		86.344	162.030	174.738	187.446	200.154	878.434		1.602.802
217	BMGAS-B-2	597.074	UF	7,00%	7,61%	01-09-2024	Chile	Semestral	Semestral	640.443		640.443	1.458.278	1.572.653	1.687.027	1.801.402	7.905.764		14.425.124
259	BMGAS-D-1	800.000	UF	6,50%	7,25%	01-06-2026	Chile	Semestral	Final		97.567	97.567					20.681.840		20.681.840
259	BMGAS-D-2	3.200.000	UF	6,50%	7,25%	01-06-2026	Chile	Semestral	Final		390.265	390.265					82.727.362		82.727.362
344	BMGAS-F	1.416.665	UF	6,00%	6,24%	01-08-2024	Chile	Semestral	Semestral	2.522.962		2.522.962	4.342.020	4.342.020	4.342.020	4.342.020	13.414.979		30.783.059
Totales										8.282.600	651.352	8.933.952	5.962.328	6.089.411	10.379.207	14.669.005	226.320.096	288.030.616	551.450.663

Saldos al 31 de diciembre de 2015.

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	10 o más años	31-12-2015
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$							
542	I	5.500.000	UF	4,65%	4,76%	11-08-2029	Chile	Semestral	Semestral	2.518.126		2.518.126					46.468.344	92.936.576	139.404.920
542	J	500.000	UF	4,75%	5,10%	12-01-2029	Chile	Semestral	Al Vencimiento	281.190		281.190						12.514.158	12.514.158
541	K	2.000.000	UF	4,00%	4,05%	02-12-2031	Chile	Semestral	Al Vencimiento		166.413	166.413						50.837.546	50.837.546
765	BCGED-E	4.000.000	UF	3,85%	3,89%	30-09-2034	Chile	Semestral	Semestral	998.872		998.872						101.698.170	101.698.170
610	BCGET-D	3.500.000	UF	4,30%	4,20%	10-09-2030	Chile	Semestral	A partir del 03-2020	1.184.834		1.184.834			8.192.855	40.964.275	40.964.791	90.121.921	
217	BMGAS-B-1	69.147	UF	7,00%	7,61%	01-09-2024	Chile	Semestral	Semestral	161.307		161.307	159.399	171.901	184.403	196.905	860.117		1.572.725
217	BMGAS-B-2	622.318	UF	7,00%	7,61%	01-09-2024	Chile	Semestral	Semestral	1.315.134		1.315.134	1.434.601	1.547.119	1.659.637	1.772.155	7.740.947		14.154.459
259	BMGAS-D-1	800.000	UF	6,50%	7,25%	01-06-2026	Chile	Semestral	Final		98.892	98.892						20.302.446	20.302.446
259	BMGAS-D-2	3.200.000	UF	6,50%	7,25%	01-06-2026	Chile	Semestral	Final		395.566	395.566						81.209.784	81.209.784
344	BMGAS-F	1.499.998	UF	6,00%	6,24%	01-08-2024	Chile	Semestral	Semestral	2.458.971		2.458.971	4.271.524	4.271.524	4.271.524	4.271.524	15.321.154		32.407.250
Totales										8.918.434	660.871	9.579.305	5.865.524	5.990.544	6.115.564	14.433.439	111.354.837	400.463.471	544.223.379



20.4.- Garantías de cilindros.

Los saldos al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015 se presentan en una sola línea en el rubro de pasivos disponibles para la venta.

Como parte del esquema de distribución y venta de gas licuado, el Grupo CGE a cambio de la entrega de cilindros de gas licuado a sus distribuidores y clientes, podría requerir depósitos en efectivo en garantía de esos envases, correspondientes a una fracción del valor del cilindro, u otros activos, los que son documentados al inicio mediante un instrumento que obliga a dichas sociedades a responder por su valor, en la medida que el distribuidor/cliente/interesado devuelva el envase en buen estado de conservación, además del comprobante original de entrega de la garantía.

En Chile las garantías de envases son recibidas principalmente de distribuidores, canal de mayor importancia en la comercialización de GLP del Grupo CGE. En su mayoría, se trata de distribuidores exclusivos en la comercialización de la marca, manteniendo una relación comercial de largo plazo, lo cual se ve incentivado por una serie de contratos de distribución, premios de cumplimiento de metas, apoyo de imagen, contrato de leasing en la entrega de camiones de reparto de GLP y otros.

Respecto de los depósitos en garantía recibidos de clientes finales, por el tipo de uso de los cilindros de gas y los altos costos de transacción para hacer efectivo su reintegro, en la práctica la tasa de devolución es mínima.

Por lo anterior, las devoluciones de cilindros y reintegro de las garantías recibidas de distribuidores y clientes, son en la práctica marginales, existiendo una baja exigibilidad económica en el corto y mediano plazo.

20.5.- Otros.

Al 31 de diciembre de 2015 este saldo corresponde a costo de prepago de bono EMEL-D.

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

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Proveedores de energía y otros eléctricos. (*)	142.314.753	142.956.488		
Proveedores de energía y otros gas.	7.441.768	7.592.794		
Retenciones.	23.676.409	18.077.852		
Dividendos por pagar.	2.056.533	2.188.993		
Pasivos acumulados (o devengados). (**)	11.490.353	13.354.888		
Proveedores no energéticos.	72.119.379	67.617.787		
Proveedores de importación.	968.975	872.843		
Acreedores varios.	21.961.096	19.031.849	540.288	504.093
Otros.	5.050.827	4.602.684	5.946	5.828
Total	287.080.093	276.296.178	546.234	509.921

(*) Ver Nota N° 4.5.



Los principales proveedores de la sociedad y filiales son Engie Energía Chile (ex E-CL), Colbún S.A., Empresa Nacional de Electricidad S.A., y AES Gener S.A.

21.1.- Pasivos acumulados (o devengados).

(**) Pasivos acumulados (o devengados).	Corrientes	
	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Vacaciones del personal.	7.692.963	8.705.098
Bonificaciones de feriado	712.164	749.479
Participación sobre resultados.	2.536.041	3.736.466
Participación del directorio.	49.526	163.845
Aguinaldos.	499.659	
Total	11.490.353	13.354.888

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

Cuentas comerciales con pagos al día (por vencer) Cuentas comerciales al día según plazo	Bienes	Servicios	Otros	Total
	30-06-2016 M\$	30-06-2016 M\$	30-06-2016 M\$	30-06-2016 M\$
Hasta 30 días	26.992.473	198.085.214	31.003.046	256.080.733
Entre 31 y 60 días	2.463.458	1.537	609.378	3.074.373
Entre 61 y 90 días	53	648	52.594	53.295
Entre 91 y 120 días	1	599	6.006.269	6.006.869
Entre 121 y 365 días	6.791.404	15.451	5.037.065	11.843.920
Más de 365 días			493.601	493.601
Total	36.247.389	198.103.449	43.201.953	277.552.791

Cuentas comerciales con plazos vencidos Cuentas comerciales vencidas según plazo	Bienes	Servicios	Otros	Total
	30-06-2016 M\$	30-06-2016 M\$	30-06-2016 M\$	30-06-2016 M\$
Hasta 30 días	905.542	1.543.317	1.319.228	3.768.087
Entre 31 y 60 días	5.309.824		185.416	5.495.240
Entre 61 y 90 días	17.840	26.450	661.187	705.477
Entre 91 y 120 días			52.099	52.099
Más de 365 días			52.633	52.633
Total	6.233.206	1.569.767	2.270.563	10.073.536

Cuentas comerciales con pagos al día (por vencer) Cuentas comerciales al día según plazo	Bienes	Servicios	Otros	Total
	31-12-2015 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2015 M\$
Hasta 30 días	20.647.983	198.604.051	26.247.410	245.499.444
Entre 31 y 60 días	5.199.884	792.775	2.486.260	8.478.919
Entre 61 y 90 días	2.803	662	1.017.399	1.020.864
Entre 91 y 120 días	22.579	2.914	4.801.540	4.827.033
Entre 121 y 365 días	7.448.014	70.875	7.316.721	14.835.610
Más de 365 días			509.921	509.921
Total	33.321.263	199.471.277	42.379.251	275.171.791



Cuentas comerciales con plazos vencidos Cuentas comerciales vencidas según plazo	Bienes	Servicios	Otros	Total
	31-12-2015 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2015 M\$
Hasta 30 días	349.217	917.189	179.791	1.446.197
Entre 31 y 60 días	53.989		56.554	110.543
Entre 61 y 90 días	13.247	24.811	39.510	77.568
Entre 91 y 120 días				0
Entre 121 y 365 días				0
Más de 365 días				0
Total	416.453	942.000	275.855	1.634.308

22.- OTRAS PROVISIONES.

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es el siguiente:

22.1.- Provisiones – saldos.

Clase de provisiones	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Provisión de reclamaciones legales.	6.678.308	4.712.418	529.745	473.324
Participación en utilidades y bonos.	2.533.315	5.433.776		
Responsabilidad sobre pasivos netos de negocios conjuntos.				80.912
Otras provisiones.	5.635.902	6.219.332	1.010.704	803.461
Total	14.847.525	16.365.526	1.540.449	1.357.697

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 y del gas, 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 30 de junio 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\$	30-06-2016 M\$
Saldo al 01 de enero de 2016	5.185.742	5.433.776	80.912	7.022.793	17.723.223
Provisiones adicionales.	276.881				276.881
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	3.138.666	3.943.698		225.477	7.307.841
Provisión utilizada.	(1.009.038)	(6.830.867)		(43.547)	(7.883.452)
Reversión de provisión no utilizada.	(102.725)	(13.292)			(116.017)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	(281.473)			(417.226)	(698.699)
Otro incremento (decremento).			(80.912)	(140.891)	(221.803)
Total cambio en provisiones	2.022.311	(2.900.461)	(80.912)	(376.187)	(1.335.249)
Saldo al 30 de junio de 2016	7.208.053	2.533.315	0	6.646.606	16.387.974

Saldos al 31 diciembre de 2015.

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\$	31-12-2015 M\$
Saldo al 01 de enero de 2015	3.971.986	8.962.005		8.453.585	21.387.576
Provisiones adicionales.	1.049.574	86.227		589.333	1.725.134
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	4.681.196	3.061.516		(1.497.979)	6.244.733
Provisión utilizada.	(3.582.457)	(3.374.470)		(529.592)	(7.486.519)
Reversión de provisión no utilizada.	(677.234)	(3.301.502)		(495.168)	(4.473.904)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	(159.786)			800.004	640.218
Disminución por transferencias a pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta, otras provisiones	(97.537)		42.392	(346.929)	(402.074)
Otro incremento (decremento).			38.520	49.539	88.059
Total cambio en provisiones	1.213.756	(3.528.229)	80.912	(1.430.792)	(3.664.353)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	5.185.742	5.433.776	80.912	7.022.793	17.723.223



23.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es el siguiente:

23.1.- Detalle del rubro.

Provisión por beneficios a los empleados	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Provisión indemnización años de servicio.	428.856	447.925	19.995.162	19.740.381
Provisión premio de antigüedad.			908.980	651.699
Provisión beneficios post-jubilatorios.	15.347	18.439	15.074.383	15.876.165
Total	444.203	466.364	35.978.525	36.268.245

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

Valor presente de las obligaciones post empleo y similar	Indemnización por años de servicios		Premios por antigüedad		Beneficios post-jubilatorios	
	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Valor presente obligación, saldo inicial	19.727.511	29.093.535	651.699	936.233	15.762.951	17.126.585
Costo del servicio corriente obligación plan de beneficios definidos.	766.292	2.116.173	99.433	(22.188)	80.968	(274.280)
Costo por intereses por obligación de plan de beneficios definidos.	484.731	414.452	21.009	15.916	514.341	580.242
Ganancias pérdidas actuariales obligación planes de beneficios definidos.	418.923	(187.638)	142.909	(134.381)	(651.145)	(365.741)
Incremento disminución en el cambio de moneda extranjera obligación del plan de beneficios definidos.	(53.620)	(67.605)			(126.342)	(159.294)
Disminución por transferencias a pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta.		(7.819.817)				
Reducciones obligación plan de beneficios definidos.						
Liquidaciones obligación plan de beneficios definidos.	(1.276.890)	(3.821.589)	(6.070)	(143.881)	(622.696)	(1.144.561)
Total cambios en provisiones	339.436	(9.366.024)	257.281	(284.534)	(804.874)	(1.363.634)
Total	20.066.947	19.727.511	908.980	651.699	14.958.077	15.762.951

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

Balance plan de beneficios	Indemnización por años de servicios		Premios por antigüedad		Beneficios post-jubilatorios	
	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Obligación presente sin fondos de plan de beneficios definidos.	20.066.947	19.727.511	908.980	651.699	14.958.077	15.762.951
Otros importes reconocidos en el balance.	357.071	460.795			131.653	131.653
Total	20.424.018	20.188.306	908.980	651.699	15.089.730	15.894.604

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
	01-01-2016 30-06-2016 M\$	01-01-2015 30-06-2015 M\$	01-01-2016 30-06-2016 M\$	01-01-2015 30-06-2015 M\$	01-01-2016 30-06-2016 M\$	01-01-2015 30-06-2015 M\$	
	Costo del servicio corriente plan de beneficios definidos.	766.292	1.248.039	99.433	(1.644)	80.968	
Costo por intereses plan de beneficios definidos.	484.731	255.029	21.009	7.925	514.341	294.546	
Total	1.251.023	1.503.068	120.442	6.281	595.309	117.040	



23.5.- Hipótesis actuariales

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

Detalle	
Tasa de descuento real utilizada.	1,70%
Aumento futuros de salarios.	1,90%
Tabla de mortalidad.	RV - 2009
Tabla de invalidez.	30% de la RV - 2009
Tasa de rotación anual.	2,83%

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

Para el cálculo del pasivo al 30 de junio de 2016, se aplicó la misma metodología utilizada en el ejercicio anterior. Respecto a lo anterior, el Grupo CGE contrató a Mercer (Argentina) S.A., para la determinación de las obligaciones por beneficios definidos.

Al 30 de junio de 2016, 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	3.964.678	(3.296.944)

24.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Ingresos diferidos. (*)	16.785.654	9.126.788		
Aportes reembolsables.	633.019	623.639		
Garantías recibidas en efectivo.	2.549.247	2.376.208		
Total	19.967.920	12.126.635	0	0



24.1.- Ingresos diferidos.

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es el siguiente:

(*) Detalle de los ingresos diferidos	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Ingresos diferidos por obras de terceros.	9.139.103	8.015.978		
Garantías (pago anticipado de clientes).	208.114	51.800		
Gas por entregar.	6.601.569	342.560		
Otros ingresos diferidos.	836.868	716.450		
Total	16.785.654	9.126.788	0	0

El movimiento de este rubro al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es el siguiente:

Movimiento del período ingresos diferidos	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Saldo inicial ingresos diferidos	9.126.788	14.316.342
Adiciones.	44.877.495	48.953.277
Imputación a resultados.	(37.186.278)	(49.222.851)
Disminución por transferencias a pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		(4.675.719)
Ganancia (pérdida) diferencias de conversión.	(15.606)	42.563
Ganancia (pérdida) otros.	(16.745)	(286.824)
Total	16.785.654	9.126.788

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	01-01-2016 30-06-2016 M\$	01-01-2015 30-06-2015 M\$	01-04-2016 30-06-2016 M\$	01-04-2015 30-06-2015 M\$
Ingresos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período o ejercicio.	16.109.403	12.364.758	9.442.496	6.063.378
Costos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período o ejercicio.	(12.427.949)	(7.532.819)	(7.478.646)	(2.869.954)
Total	3.681.454	4.831.939	1.963.850	3.193.424

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

Detalle	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Importe de anticipos recibidos sobre contratos de construcción.	17.296.198	19.690.209
Importe bruto debido por clientes por contratos de construcción como activos.		4.081.809
Importe bruto debido por clientes por contratos de construcción como pasivos.	9.139.103	12.097.787



24.2.3.- Subvenciones gubernamentales.

Detalle	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	Naturaleza subvención
Importe de las subvenciones del gobierno reconocidas.	2.146.303	2.277.274	PER - FNDR

25.- PATRIMONIO NETO.

25.1.- Gestión de capital.

Los objetivos del Grupo CGE 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, el Grupo CGE 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, el Grupo CGE 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.

Al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, el capital social autorizado, suscrito y pagado asciende a M\$ 671.278.954

25.3.- Número de acciones suscritas y pagadas.

Al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015 el capital de Compañía General de Electricidad S.A., está representado por 416.710.367, acciones sin valor nominal, de un voto por acción.

25.4.- Política de dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 19 de abril de 2016, se informó acerca de la política de reparto de dividendos aprobada por el Directorio para el ejercicio 2016 consistente en la intención de distribuir no menos del 30% de las utilidades líquidas del ejercicio, mediante un dividendo provisorio, sin perjuicio del reparto de dividendos eventuales con cargo a utilidades acumuladas. Dicho dividendo se pagará, en lo posible, durante el mes de noviembre de 2016. Además se espera proponer un dividendo definitivo a la Junta Ordinaria de Accionistas a celebrarse en abril del año 2017.



El cumplimiento del programa antes señalado quedará condicionado a las utilidades que realmente se obtengan, así como también a los resultados que señalen las proyecciones que periódicamente efectúa la empresa, o a la existencia de determinadas condiciones, según corresponda, cuya concurrencia será determinada por el Directorio.

25.5.- Dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 16 de abril de 2015, aprobó el pago del dividendo definitivo N° 377 de \$ 30,00.- por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2014, el cual se pagó con fecha 29 de abril de 2015, por un total de M\$ 12.501.311.-

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 2002 de fecha 07 de octubre de 2015, acordó repartir el dividendo provisorio N° 378 de \$ 75,00.- por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2015, el cual se pagó con fecha 4 de noviembre de 2015, por un total de M\$ 31.253.278.-

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 19 de abril de 2016, aprobó el pago del dividendo definitivo N° 379 de \$ 45,00.- por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2015, el cual se pagó con fecha 28 de abril de 2016, por un total de M\$ 18.751.967.-

25.6.- Reservas.

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

25.6.1.- Superávit de revaluación.

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

Al 31 de diciembre de 2014 se efectuó el último proceso de revaluación de acuerdo a NIC 16 y a las políticas del Grupo CGE, el saldo acumulado de esta reserva al cierre de los estados financieros al 30 de junio de 2016 asciende a M\$ 510.621.823, luego de ser aplicado el respectivo reciclaje, equivalente a la depreciación del período neta de impuestos diferidos por valor de M\$ 11.282.669.

25.6.2.- Reservas de conversión.

Este concepto refleja los resultados acumulados, por fluctuaciones de cambio, al convertir los estados financieros de subsidiarias cuya moneda funcional es distinta a la de presentación del Grupo CGE (pesos chilenos).

25.6.3.- Reservas de coberturas.

Se presentan en este rubro los movimientos en el valor justo de los instrumentos derivados de cobertura de flujos de caja medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales.



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

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

Los saldos acumulados por la aplicación de la NIC 19 (r) se han reconocido en otros resultados integrales, producto de lo anterior el saldo de estas reservas al 30 de junio de 2016 asciende a M\$ 3.779.390 (M\$ 3.811.458 al 31 de diciembre de 2015), ambos netos de impuestos diferidos.

25.6.5.- Otras reservas.

En este rubro se incluye la desafectación de la Revalorización del Capital Propio del ejercicio 2008 de acuerdo a la Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros de fecha 20 de junio de 2008 incorporada en el capital emitido de acuerdo a lo establecido en la ley N° 18.046 artículo 10 inciso segundo y otras reservas que se reconocen de inversiones en subsidiarias, asociadas y negocios de control conjunto.

25.7.- Ganancias (pérdidas) acumuladas.

Los componentes de este rubro para el período terminado al 30 de junio de 2016 y ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015 son los siguientes:

Ganancias (pérdidas) acumuladas	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Aplicación NIC 19 r	(363.749)	(363.749)
Utilidades acumuladas para pago de dividendos eventuales en ejercicios futuros	121.731.258	67.465.935
Reciclaje acumulado de superávit de reserva de revaluación	158.222.393	155.496.673
Oficio Circular N° 856 - SVS (*)	(21.408.122)	(21.408.122)
Dividendos provisorios		(31.253.278)
Resultado del período o ejercicio	49.906.244	95.706.827
Total	308.088.024	265.644.286

(*) El Oficio Circular N° 856 de la SVS, de fecha 17 de octubre de 2014 dispuso que la actualización de los activos y pasivos por impuestos diferidos que se producen como efecto directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría introducido por la Ley 20.780 (Reforma Tributaria), publicada el 29 de septiembre de 2014 se realizara con cargo o abono a patrimonio según correspondiera. Durante el ejercicio 2014 el cargo neto registrado en el Patrimonio del Grupo CGE ascendió a M\$ 21.408.122.



25.8.- Participaciones no controladoras.

Las siguientes son las participaciones no controladoras al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015.

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
			30-06-2016	31-12-2015	30-06-2016		31-12-2015	
			%	%	M\$	M\$	M\$	M\$
96.722.460-K	Metrogas S.A.	Chile	48,16216%	48,16216%	217.493.327	15.773.785	215.947.668	26.550.864
76.578.731-9	Aprovisionadora Global de Energía S.A.	Chile	48,16216%	48,16216%	2.468.045	1.462.433		
90.310.000-1	Gasco S.A.	Chile	43,37562%	43,37562%	83.219.118	8.451.840	220.659.035	23.100.140
76.560.818-K	Gas Natural Chile S.A.	Chile	43,37562%	43,37562%	142.414.006	9.043.566		
96.636.520-K	Gasmar S.A.	Chile	36,25000%	49,00000%	17.064.543	2.905.293	18.093.641	6.568.531
96.762.250-8	Gasoducto del Pacífico S.A	Chile	40,00000%	40,00000%	2.739.587	(133.063)	3.080.612	310.768
0-E	Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A	Argentina	43,30220%	43,30220%	9.163.435	544.971	9.280.066	203.477
0-E	Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd.	Islas Cayman	43,30000%	43,30000%	(4.979)	10	(5.360)	(1.198)
96.856.650-4	Innergy Holdings s.A.	Chile	40,00000%	40,00000%	5.665.909	329.384	5.739.999	566.648
79.882.520-8	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	44,83508%	44,83508%	19.140.670	1.339.515	18.925.639	2.704.506
0-E	Inversiones GLP S.A.S. ESP	Colombia	29,96797%	29,96797%	8.992.618	485.962	8.040.838	619.432
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	7,32083%	7,44670%	4.034.998	113.673	4.035.835	435.291
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	11,41607%	11,41698%	4.822.867	256.583	4.793.012	810.493
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	1,78285%	1,78285%	3.139.989	66.350	3.074.647	223.610
0-E	Unigas Colombia S.A. E.S.P.	Colombia	30,00000%	30,00000%	2.369.336	46.929	2.521.216	368.769
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	0,39943%	0,39943%	1.559.983	69.961	1.492.436	110.733
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	5,84091%	5,88483%	1.686.156	86.213	1.661.465	210.043
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	0,65635%	0,67284%	3.200.278	101.913	3.103.339	172.935
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	0,68504%	0,36893%	1.571.105	31.065	1.573.545	106.294
76.144.216-3	Emel Atacama S.A.	Chile	0,00000%	1,80864%				267
78.512.190-2	Energy Sur S.A.	Chile	45,00000%	45,00000%	497.117	27.375	469.831	69.011
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	1,59496%	1,59496%	242.480	(12.210)	253.586	33.096
76.122.825-0	Emelat Inversiones S.A.	Chile	1,59496%	1,59496%	369.398	15.980	355.338	49.830
76.076.073-0	Transportes e Inversiones Magallanes S.A.	Chile	15,00000%	15,00000%				
79.882.520-8	TV Red S.A.	Chile	10,00000%	10,00000%	183.639	14.983	168.656	33.598
99.548.240-1	CGE Magallanes S.A.	Chile	0,10518%	0,10518%	26.692	1.752	25.772	3.547
99.548.260-6	CGE Argentina S.A.	Chile	0,00836%	0,00836%	1.091	(79)	1.625	759
99.589.320-7	Financiamiento Doméstico S.A.	Chile	0,10000%	0,10000%	91	20	111	(125)
96.868.110-9	Hormigones del Norte S.A.	Chile	0,00500%	0,00500%	57	3	55	8
0-E	Energía San Juan S.A.	Argentina	0,00001%	0,00001%	5	(3)	9	1
96.620.900-3	Empresa Chilena de Gas Natural S.A.	Chile	0,00500%	0,00500%	458	123	210	542
Total					532.062.019	41.024.327	523.292.826	63.251.870



25.9.- Transacciones con participaciones no controladoras.

Al cierre de los estados financieros al 30 de junio de 2016 no se realizaron transacciones con participaciones no controladoras. Al 31 de diciembre de 2015, se realizaron las siguientes transacciones de adquisición de acciones con la participación no controladora.

Transacciones efectuadas al 31 de diciembre de 2015.

Sociedad	31-12-2015				
	Cantidad de acciones adquiridas	% de adquisición al minoritario	Valor pagado M\$	Valor libros M\$	Imputación a otras reservas M\$
Empresa Eléctrica de Arica S.A.	81.700	0,12587%	13.889	12.088	1.801
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	227.574	0,00091%	93.305	68.087	25.218
Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	1.677	0,04392%	461	367	94
Gasmar S.A.	390.886.033	12,75000%	23.801.942	5.997.432	17.804.510
Total			23.909.597	6.077.974	17.831.623

Dichas transacciones fueron contabilizadas de acuerdo con lo descrito en Nota 3.5.2.-, 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”.

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

Movimientos al 30 de junio de 2016.

Movimientos de otros resultados integrales al 30-06-2016	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			49.906.244			41.024.327			90.930.571
Reservas de cobertura de flujo de efectivo									
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujo de efectivo.	(425.749)	114.952	(310.797)	(700.604)	119.273	(581.331)	(1.126.353)	234.225	(892.128)
Total movimientos del período o ejercicio	(425.749)	114.952	(310.797)	(700.604)	119.273	(581.331)	(1.126.353)	234.225	(892.128)
Reservas por revaluación									
Otro resultado integral, ganancia (pérdida) por revaluación.	(595.911)	160.896	(435.015)	(456.483)	123.251	(333.232)	(1.052.394)	284.147	(768.247)
Total movimientos del período o ejercicio	(595.911)	160.896	(435.015)	(456.483)	123.251	(333.232)	(1.052.394)	284.147	(768.247)
Reservas de conversión									
Ganancias (pérdidas) por diferencias de conversión.	(7.424.690)		(7.424.690)	(2.888.072)		(2.888.072)	(10.312.762)		(10.312.762)
Total movimientos del período o ejercicio	(7.424.690)	0	(7.424.690)	(2.888.072)	0	(2.888.072)	(10.312.762)	0	(10.312.762)
Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios definidos									
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	43.929	(11.861)	32.068	(72.921)	13.966	(58.955)	(28.992)	2.105	(26.887)
Total movimientos del período o ejercicio	43.929	(11.861)	32.068	(72.921)	13.966	(58.955)	(28.992)	2.105	(26.887)
Otras reservas									
Participación en el otro resultado integral de inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	(3.751.924)		(3.751.924)	(9.110.547)		(9.110.547)	(12.862.471)		(12.862.471)
Total movimientos del período o ejercicio	(3.751.924)	0	(3.751.924)	(9.110.547)	0	(9.110.547)	(12.862.471)	0	(12.862.471)
Total resultado integral			38.015.886			28.052.190			66.068.076



Movimientos al 30 de junio de 2015.

Movimientos de otros resultados integrales al 30-06-2015	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			54.473.468			29.062.880			83.536.348
Reservas de cobertura de flujo de caja									
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujo de efectivo.	(324.513)	87.618	(236.895)	(449.881)	17.232	(432.649)	(774.394)	104.850	(669.544)
Total movimientos del período o ejercicio	(324.513)	87.618	(236.895)	(449.881)	17.232	(432.649)	(774.394)	104.850	(669.544)
Reservas de conversión									
Ganancias (pérdidas) por diferencias de conversión.	1.484.614		1.484.614	2.653.724		2.653.724	4.138.338		4.138.338
Total movimientos del período o ejercicio	1.484.614	0	1.484.614	2.653.724	0	2.653.724	4.138.338	0	4.138.338
Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios									
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	873.066	(235.728)	637.338	65.775	(5.027)	60.748	938.841	(240.755)	698.086
Total movimientos del período o ejercicio	873.066	(235.728)	637.338	65.775	(5.027)	60.748	938.841	(240.755)	698.086
Total resultado integral			56.358.525			31.344.703			87.703.228

26.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.

26.1.- Ingresos ordinarios.

Ingresos de actividades ordinarias	01-01-2016 30-06-2016	01-01-2015 30-06-2015	01-04-2016 30-06-2016	01-04-2015 30-06-2015
	M\$	M\$	M\$	M\$
Ventas	946.862.806	905.946.305	477.582.645	459.701.431
Venta de energía.	712.334.932	682.224.789	343.075.666	332.002.542
Venta de gas.	212.677.035	206.145.227	123.982.166	118.180.313
Venta de mercaderías, materiales y equipos.	21.850.839	17.576.289	10.524.813	9.518.576
Prestaciones de servicios	118.470.715	102.303.287	61.605.758	53.758.260
Recargos regulados, peajes y transmisión.	73.434.522	66.612.791	35.654.248	32.672.399
Arriendo de equipos de medida.	2.588.495	2.302.973	1.288.378	1.107.709
Servicios de mantenimiento de equipos a clientes.	3.484.691	2.871.941	2.345.754	1.466.728
Apoyos en postación.	738.902	725.599	362.092	353.520
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas.	33.453.663	22.493.359	19.917.100	14.353.122
Servicios de construcción de obras e instalaciones de gas.	827.399	625.836	548.475	333.860
Servicios de televisión por cable	2.407.655	2.353.349	1.213.384	1.188.357
Servicios de call center	651.001	1.651.607	127.702	890.354
Otras prestaciones	884.387	2.665.832	148.625	1.392.211
Total	1.065.333.521	1.008.249.592	539.188.403	513.459.691

El Grupo CGE no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios en los períodos terminados al 30 de junio de 2016 y 2015.

26.2.- Otros ingresos, por función.

Otros ingresos por función	01-01-2016 30-06-2016	01-01-2015 30-06-2015	01-04-2016 30-06-2016	01-04-2015 30-06-2015
	M\$	M\$	M\$	M\$
Arriendo de oficinas a terceros.	711.295	621.174	411.123	309.087
Otros ingresos de operación.	554.136	940.356	311.891	454.624
Total	1.265.431	1.561.530	723.014	763.711

27.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES.

Los ítems del estado de resultados por función por los períodos terminados al 30 de junio de 2016 y 2015 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	01-01-2016 30-06-2016	01-01-2015 30-06-2015	01-04-2016 30-06-2016	01-04-2015 30-06-2015
	M\$	M\$	M\$	M\$
Costo de venta.	853.123.035	811.209.783	423.348.267	407.551.572
Costo de administración.	84.185.385	73.157.286	45.000.047	37.857.915
Otros gastos por función.	4.751.802	5.100.531	2.206.163	2.636.695
Total	942.060.222	889.467.600	470.554.477	448.046.182

27.1.- Gastos por naturaleza.

Apertura de gastos por naturaleza	01-01-2016 30-06-2016	01-01-2015 30-06-2015	01-04-2016 30-06-2016	01-04-2015 30-06-2015
	M\$	M\$	M\$	M\$
Compra de energía.	589.744.801	556.340.305	281.637.465	269.780.632
Compra de gas.	125.438.716	133.022.170	68.722.236	73.290.815
Gastos de personal.	66.524.981	63.054.928	34.514.285	31.694.968
Gastos de operación y mantenimiento.	48.904.884	46.814.795	25.509.442	25.926.152
Gastos de administración.	48.469.732	33.481.995	27.693.291	18.221.658
Costos de mercadotecnia.	1.750.916	1.547.177	1.076.034	907.372
Depreciación.	42.063.349	41.070.351	21.023.778	20.448.335
Amortización.	3.102.791	2.733.443	1.571.729	1.346.237
Otros gastos varios de operación.	16.060.052	11.402.436	8.806.217	6.430.013
Total	942.060.222	889.467.600	470.554.477	448.046.182

27.2.- Gastos de personal.

Gastos de personal	01-01-2016 30-06-2016	01-01-2015 30-06-2015	01-04-2016 30-06-2016	01-04-2015 30-06-2015
	M\$	M\$	M\$	M\$
Sueldos y salarios.	57.238.535	50.137.923	30.596.089	25.290.781
Beneficios a corto plazo a los empleados.	5.331.328	6.813.754	2.325.896	3.215.130
Gasto por obligación por beneficios post empleo.	438.285	934.959	311.334	615.180
Beneficios por terminación.	1.140.869	1.059.884	303.974	384.043
Otros beneficios a largo plazo.	280.079	397.068	139.615	237.470
Otros gastos de personal.	2.095.885	3.711.340	837.377	1.952.364
Total	66.524.981	63.054.928	34.514.285	31.694.968

27.3.- Depreciación y amortización.

Detalle	01-01-2016	01-01-2015	01-04-2016	01-04-2015
	30-06-2016	30-06-2015	30-06-2016	30-06-2015
	M\$	M\$	M\$	M\$
Depreciación y retiros				
Costo de ventas.	40.496.312	39.773.932	20.251.963	19.802.224
Gasto de administración.	1.567.037	1.296.419	771.815	646.111
Otras ganancias (pérdidas).	3.712.548	3.635.504	1.640.805	1.349.599
Total depreciación	45.775.897	44.705.855	22.664.583	21.797.934
Amortización				
Costo de ventas.	2.822.865	2.435.129	1.425.361	1.269.342
Gasto de administración.	279.926	298.314	146.368	76.895
Total amortización	3.102.791	2.733.443	1.571.729	1.346.237
Total	48.878.688	47.439.298	24.236.312	23.144.171

27.4.- Otras ganancias (pérdidas).

Detalle	01-01-2016	01-01-2015	01-04-2016	01-04-2015
	30-06-2016	30-06-2015	30-06-2016	30-06-2015
	M\$	M\$	M\$	M\$
Castigo o deterioro de propiedades, planta y equipos.	(3.712.548)	(3.635.504)	(1.640.805)	(1.349.599)
Venta de chatarra.	203.636	392.338	180.191	256.374
Venta de propiedades, planta y equipo.	587.865	2.841.719	578.343	2.803.752
Venta acciones.	911		911	
Juicios o arbitrajes.	(3.402.499)	(2.324.686)	(683.454)	(725.196)
Remuneraciones del directorio.	(220.623)	(131.100)	(140.894)	(73.806)
Participación utilidad del directorio.	(16.827)	(385.050)	(8.691)	(10.437)
Remuneraciones comité de directores.	(1.554)	(2.710)	(1.039)	295
Participación comité de directores	(1.870)	(47.918)	(966)	(967)
Otras (pérdidas) ganancias.	5.857.893	(1.522.231)	1.732.650	(1.767.458)
Aportes de terceros para financiar obras propias	2.590.185	1.343.348	1.116.232	888.318
Total	1.884.569	(3.471.794)	1.132.478	21.276



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 períodos terminados al 30 de junio de 2016 y 2015 se detallan a continuación.

Resultado financiero	01-01-2016 30-06-2016	01-01-2015 30-06-2015	01-04-2016 30-06-2016	01-04-2015 30-06-2015
	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos financieros				
Intereses comerciales.	3.577.468	5.461.945	1.575.551	1.888.816
Ingresos por otros activos financieros.	501.049	553.767	246.309	85.328
Otros ingresos financieros.	90.435	108.033	40.473	53.768
Total ingresos financieros	4.168.952	6.123.745	1.862.333	2.027.912
Costos financieros				
Gastos por préstamos bancarios.	(22.101.815)	(11.849.522)	(11.454.904)	(6.602.564)
Gastos por obligaciones con el público (bonos).	(13.859.293)	(19.748.089)	(6.947.915)	(10.169.812)
Otros gastos.	(1.027.905)	(1.133.961)	(199.921)	224.002
Total costos financieros	(36.989.013)	(32.731.572)	(18.602.740)	(16.548.374)
Total diferencias de cambio (*)	(653.689)	(421.049)	1.147.565	(181.052)
Total resultados por unidades de reajuste (**)	(8.999.918)	(11.821.051)	(5.012.057)	(12.466.457)
Total	(42.473.668)	(38.849.927)	(20.604.899)	(27.167.971)

28.1.- Composición diferencias de cambio.

(*) Diferencias de cambio	01-01-2016 30-06-2016	01-01-2015 30-06-2015	01-04-2016 30-06-2016	01-04-2015 30-06-2015
	M\$	M\$	M\$	M\$
Diferencias de cambio por activos				
Efectivo y equivalentes al efectivo.	(803.196)	(279.674)	425.746	(66.545)
Otros activos financieros.	(15.166)	(5.972)	(802)	(712)
Otros activos no financieros.	23.212	14.537	5.363	34.905
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	(134.931)	(109.831)	81.540	(185.927)
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	(409.136)	307.939	468.774	267.634
Inventarios.	(4.375)	7.717	1.260	6.965
Activos por impuestos.	(80.066)	218	104.305	474
Total diferencias de cambio por activos	(1.423.658)	(65.066)	1.086.186	56.794
Diferencias de cambio por pasivos				
Otros pasivos financieros.	543.803	(579.461)	270.081	(200.206)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(303.182)	227.391	(255.084)	28.966
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	357.846	(206.692)	146.447	(182.563)
Pasivos por impuestos.	179.484	203.898	(99.577)	118.382
Provisiones por beneficios a los empleados.	(6.338)		(380)	
Otros pasivos no financieros.	(1.644)	(1.119)	(108)	(2.425)
Total diferencias de cambio por pasivos	769.969	(355.983)	61.379	(237.846)
Total diferencia de cambios neta	(653.689)	(421.049)	1.147.565	(181.052)



28.2.- Composición unidades de reajuste.

(**) Resultado por unidades de reajuste	01-01-2016	01-01-2015	01-04-2016	01-04-2015
	30-06-2016	30-06-2015	30-06-2016	30-06-2015
	M\$	M\$	M\$	M\$
Unidades de reajuste por activos				
Efectivo y equivalentes al efectivo.	37		37	
Otros activos financieros.	1.316		1.285	(134.623)
Otros activos no financieros.	558.262	388.735	349.858	310.513
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	129.676	70.229	79.744	63.926
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.		608		(8.947)
Activos por impuestos.	199.106	499.018	133.354	476.631
Total unidades de reajuste por activos	888.397	958.590	564.278	707.500
Unidades de reajuste por pasivos				
Otros pasivos financieros.	(9.791.624)	(12.596.838)	(5.550.764)	(13.029.878)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(79.162)	(179.127)	(15.708)	(148.081)
Pasivos por impuestos.	(15.316)	(113)	(15.316)	(640)
Provisiones por beneficios a los empleados.	(2.213)	(3.353)	(1.357)	(3.436)
Otros pasivos no financieros.		(210)	6.810	8.078
Total unidades de reajuste por pasivos	(9.888.315)	(12.779.641)	(5.576.335)	(13.173.957)
Total unidades de reajuste neto	(8.999.918)	(11.821.051)	(5.012.057)	(12.466.457)

29.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.

En el período terminado al 30 de junio de 2016 se procedió a calcular y contabilizar el impuesto a la renta con una tasa del 24%, en base a lo dispuesto por la Ley N° 20.780, publicada en el Diario Oficial con fecha 29 de septiembre de 2014. Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015, esta se encuentra calculada con una tasa del 22,5%.

La misma Ley estableció un aumento gradual de la tasa de impuesto a la renta de las sociedades. Así, para el año 2017 dicho impuesto se fijó en 25,5%. 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.

La Ley N° 20.780, modificada por la Ley N° 20.899, que simplifica el sistema de tributación a la renta, establece que las sociedades anónimas abiertas deberán tributar en base al sistema de tributación parcialmente integrado, por lo que la tasa impositiva a la renta a utilizar el año 2017 será 25,5% y a contar del año 2018 la tasa será 27%. Asimismo, las sociedades anónimas cerradas podrán optar por el régimen parcialmente integrado, para lo cual deberán modificar sus estatutos. Tratándose de sociedades anónimas, la opción que se elija deberá ser aprobada en forma unánime en Junta Extraordinaria de Accionistas la que deberá celebrarse antes de la vigencia del año comercial 2017.



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

Durante los períodos terminados al 30 de junio de 2016 y 2015 se originó un cargo a resultados por impuesto a las ganancias ascendente a M\$ 24.354.059 y M\$ 11.880.752, respectivamente.

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes corriente y diferida	01-01-2016 30-06-2016	01-01-2015 30-06-2015	01-04-2016 30-06-2016	01-04-2015 30-06-2015
	M\$	M\$	M\$	M\$
Impuestos corrientes a las ganancias				
(Gasto) ingreso por impuestos corrientes.	(28.516.617)	(19.052.004)	(15.982.916)	(11.135.193)
Ajustes al impuesto corriente de períodos anteriores.	359.603	(498.421)	(545.467)	(481.989)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(28.157.014)	(19.550.425)	(16.528.383)	(11.617.182)
Impuestos diferidos				
(Gasto) ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias.	3.788.436	7.239.257	1.298.095	7.915.542
Otros componentes del (gasto) ingreso por impuestos diferido.	14.519	430.416	9.906	430.416
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos, neto	3.802.955	7.669.673	1.308.001	8.345.958
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	(24.354.059)	(11.880.752)	(15.220.382)	(3.271.224)

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

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias, extranjero y nacional	01-01-2016 30-06-2016	01-01-2015 30-06-2015	01-04-2016 30-06-2016	01-04-2015 30-06-2015
	M\$	M\$	M\$	M\$
Impuestos corrientes a las ganancias				
Gasto por impuestos corrientes, neto, extranjero.	(1.361.090)	(2.122.593)	(671.046)	(1.035.237)
Gasto por impuestos corrientes, neto, nacional.	(26.795.924)	(17.427.832)	(15.857.337)	(10.581.945)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(28.157.014)	(19.550.425)	(16.528.383)	(11.617.182)
Impuestos diferidos				
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, extranjero.	(17.342)	865.443	145.040	484.920
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, nacional.	3.820.297	6.804.230	1.162.961	7.861.038
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos, neto	3.802.955	7.669.673	1.308.001	8.345.958
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	(24.354.059)	(11.880.752)	(15.220.382)	(3.271.224)

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 períodos terminados al 30 de junio de 2016 y 2015.

Conciliación del gasto por impuestos utilizando la tasa legal con el gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	01-01-2016 30-06-2016	01-01-2016 30-06-2016	01-01-2015 30-06-2015	01-01-2015 30-06-2015	01-04-2016 30-06-2016	01-04-2016 30-06-2016	01-04-2015 30-06-2015	01-04-2015 30-06-2015
	M\$	%	M\$	%	M\$	%	M\$	%
Ganancia contable	92.361.222		85.343.163		54.917.954		43.797.583	
Total de (gasto) ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(22.166.693)	24,0%	(19.202.212)	22,5%	(13.180.309)	24,0%	(9.854.456)	22,5%
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	2.907	0,0%	4.181	0,0%	1.765	0,0%	(216.600)	0,5%
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(2.118.269)	2,3%	6.888.196	-8,1%	(1.862.263)	3,4%	5.859.559	-13,4%
Efecto fiscal del deterioro del valor de la plusvalía		0,0%	(292.285)	0,3%	0	0,0%	(292.285)	0,7%
Efecto fiscal de pérdidas fiscales	(418.232)	0,5%	(361.013)	0,4%	(209.183)	0,4%	(211.493)	0,5%
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero.	28.321	0,0%	(291.145)	0,3%	(66.746)	0,1%	(150.645)	0,3%
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	34.220	0,0%	12.933	0,0%	34.220	-0,1%	12.933	0,0%
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y gasto por impuestos (ingreso)	283.687	-0,3%	1.360.593	-1,6%	62.134	-0,1%	1.581.763	-3,6%
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	(2.187.366)	2,4%	7.321.460	-8,6%	(2.040.073)	3,7%	6.583.232	-15,0%
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(24.354.059)	26,4%	(11.880.752)	13,9%	(15.220.382)	27,7%	(3.271.224)	7,5%



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

Importes antes de impuestos	01-01-2016 30-06-2016			01-01-2015 30-06-2015			01-04-2016 30-06-2016			01-04-2015 30-06-2015		
	Importe antes de impuestos	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos	Importe antes de impuestos	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos	Importe antes de impuestos	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos	Importe antes de impuestos	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ganancias (pérdidas) por revaluación.	(1.052.394)	284.147	(768.247)				(41.195)	10.942	(30.253)			
Cobertura de flujo de efectivo.	(1.126.353)	234.225	(892.128)	(774.394)	104.850	(669.544)	174.041	(53.866)	120.175	1.549.789	(358.628)	1.191.161
Diferencia de cambio por conversión.	(10.312.762)		(10.312.762)	4.138.338		4.138.338	(143.232)		(143.232)	1.661.903		1.661.903
Participación en el otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación.	(12.862.471)		(12.862.471)									
Ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	(28.992)	2.105	(26.887)	938.841	(240.755)	698.086	492.634	(112.473)	380.161	261.533	(86.404)	175.129
Total		520.477			(135.905)			(155.397)			(445.032)	

29.5.- Diferencias temporarias no reconocidas.

Diferencias temporarias no reconocidas	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Pérdidas fiscales no utilizadas para las que no se han reconocido activos por impuestos diferidos.	246.257.214	224.521.998
Diferencias temporarias relacionadas con inversiones en subsidiarias, sucursales y asociadas y con participaciones en negocios conjuntos, para los cuales no se han reconocido pasivos por impuestos diferidos.	495.198.448	504.414.030

29.6.- Gasto por impuestos de operaciones discontinuadas.

Gasto por impuestos de operaciones discontinuadas	01-01-2016 30-06-2016 M\$	01-01-2015 30-06-2015 M\$	01-04-2016 30-06-2016 M\$	01-04-2015 30-06-2015 M\$
(Gasto) por impuestos relacionado con ganancias (pérdidas) derivadas de la discontinuación	(6.045.514)	(4.804.711)	(4.640.428)	(3.049.708)

30.- GANANCIAS POR ACCION.

La utilidad por acción básica se calcula dividiendo la utilidad atribuible a los accionistas del Grupo CGE entre el promedio ponderado de las acciones comunes en circulación en el año, excluyendo de existir, las acciones comunes adquiridas por Compañía General de Electricidad S.A. y mantenidas como acciones de tesorería.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	01-01-2016 30-06-2016 M\$	01-01-2015 30-06-2015 M\$
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	49.906.244	54.473.468
Ganancia (pérdida) por acción básica y diluidas en operaciones continuadas.	119,76	130,72
Cantidad de acciones	416.710.367	416.710.367

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, gas, servicios e inversiones).

Los segmentos operativos reportables derivan sus ingresos principalmente de la distribución, transmisión y generación eléctrica y venta de gas natural. En relación con las características del negocio de dichos segmentos. (ver Nota 2.1.- y 2.2.-)

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 por el período intermedio de seis meses terminado al 30 de junio de 2016 y ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015, respectivamente, y a nivel de estado de resultados por función y el estado de flujo de efectivo por los períodos terminados al 30 de junio de 2016 y 2015, es la siguiente:



31.2.- Cuadros patrimoniales.

31.2.1.- Activos por segmentos.

ACTIVOS	Eléctrico		Gas		Servicios		Inversiones		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
ACTIVOS CORRIENTES												
Efectivo y equivalentes al efectivo.	5.855.848	15.575.167	48.315.222	21.949.482	828.918	789.295	8.687.187	2.335.071			63.687.175	40.649.015
Otros activos no financieros.	2.424.619	2.622.031	1.899.853	2.336.588	1.895.316	559.434	27.695	54.513			6.247.483	5.572.566
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	379.792.810	384.327.579	65.614.865	40.126.410	7.478.343	6.613.574	117.956	126.210	(1)	(1)	453.003.973	431.193.772
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	24.086.298	34.234.703	1.887.155	7.985.817	32.426.117	30.936.830	28.733.818	51.210.854	(85.143.580)	(116.438.561)	1.989.808	7.929.643
Inventarios.	3.847.542	2.939.661	6.796.431	6.793.017	16.274.213	16.651.375					26.918.186	26.384.053
Activos por impuestos.	5.316.091	13.147.272	7.550.217	13.634.980	124.784	503.305	4.199.477	7.049.804	(13.861.600)	(6.022.974)	3.328.969	28.312.387
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.	421.323.208	452.846.413	132.063.743	92.826.294	59.027.691	56.053.813	41.766.133	60.776.452	(99.005.181)	(122.461.536)	555.175.594	540.041.436
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.	439.663	541.034	668.439.168	626.882.610							668.878.831	627.423.644
Total activos corrientes	421.762.871	453.387.447	800.502.911	719.708.904	59.027.691	56.053.813	41.766.133	60.776.452	(99.005.181)	(122.461.536)	1.224.054.425	1.167.465.080
ACTIVOS NO CORRIENTES												
Otros activos financieros.			3.682	3.682		16.520	175.001	175.001			178.683	195.203
Otros activos no financieros.	85.090	85.090	793.843	865.620							878.933	950.710
Cuentas por cobrar.	13.586.011	17.218.914		44.136	876.175	1.005.070					14.462.186	18.268.120
Inventario.					1.572.301	1.623.967					1.572.301	1.623.967
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.			4.102.908	6.583.188			20.005.678	20.000.000	(20.005.678)	(20.000.000)	4.102.908	6.583.188
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	14.885.239	17.015.135	20.840.862	37.663.684	45.854	45.582	1.699.888.557	1.663.270.686	(1.699.568.717)	(1.662.843.262)	36.091.795	55.151.825
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	254.996.363	256.509.901	4.007.390	4.066.196	15.828.426	16.331.917					274.832.179	276.908.014
Plusvalía.	203.800.788	203.800.788	9.147.073	9.147.073	808.051	808.051	50.425.705	50.425.705			264.181.617	264.181.617
Propiedades, planta y equipo.	1.592.678.227	1.559.413.444	848.338.889	850.347.664	59.274.631	62.976.135	131.254	118.761			2.500.423.001	2.472.856.004
Propiedad de inversión.	4.923.249	5.409.260			2.741.637	2.793.281	661.884	661.884			8.326.770	8.864.425
Activos por impuestos diferidos.	5.091.597	6.931.961	7.563.237	7.466.504	6.274.074	5.886.469	457.732	784.505			19.386.640	21.069.439
Total activos no corrientes	2.090.046.564	2.066.384.493	894.797.884	916.187.747	87.421.149	91.486.992	1.771.745.811	1.735.436.542	(1.719.574.395)	(1.682.843.262)	3.124.437.013	3.126.652.512
TOTAL ACTIVOS	2.511.809.435	2.519.771.940	1.695.300.795	1.635.896.651	146.448.840	147.540.805	1.813.511.944	1.796.212.994	(1.818.579.576)	(1.805.304.798)	4.348.491.438	4.294.117.592



31.2.2.- Pasivos y Patrimonio por segmentos.

PASIVOS	Eléctrico		Gas		Servicios		Inversiones		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
PASIVOS CORRIENTES												
Otros pasivos financieros.	27.732.101	57.926.408	12.662.214	30.074.322	5.056.118	4.078.592	18.320.435	35.734.356			63.770.868	127.813.678
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	230.749.794	221.016.449	35.625.901	34.639.907	15.884.772	15.832.800	4.123.536	4.808.029	696.090	(1.007)	287.080.093	276.296.178
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	28.236.656	72.397.315	25.037.278	1.486.656	1.418.367	1.011.167	56.483.213	43.796.505	(85.839.670)	(116.437.556)	25.335.844	2.254.087
Otras provisiones.	7.911.982	7.285.214	5.169.502	5.548.005	789.774	1.306.701	976.267	2.225.606			14.847.525	16.365.526
Pasivos por impuestos.	6.739.938	3.573.048	6.437.669	2.120.904	683.993	329.022			(13.861.600)	(6.022.974)	0	0
Provisiones por beneficios a los empleados.	21.860	26.264	422.343	440.100							444.203	466.364
Otros pasivos no financieros.	11.485.520	9.082.302	8.403.170	1.747.769	79.230	1.296.564					19.967.920	12.126.635
Pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta.	312.877.851	371.307.000	93.758.077	76.057.663	23.912.254	23.854.846	79.903.451	86.564.496	(99.005.180)	(122.461.537)	411.446.453	435.322.468
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta.			443.328.412	413.068.808							443.328.412	413.068.808
Total pasivos corrientes	312.877.851	371.307.000	537.086.489	489.126.471	23.912.254	23.854.846	79.903.451	86.564.496	(99.005.180)	(122.461.537)	854.774.865	848.391.276
PASIVOS NO CORRIENTES												
Otros pasivos financieros.	633.110.681	608.410.614	195.091.277	195.923.463	7.000.000	9.033.423	357.036.959	352.810.830			1.192.238.917	1.166.178.330
Cuentas por pagar.	605.994	589.593							(59.760)	(79.672)	546.234	509.921
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.			3.740.952	4.658.673	19.945.918	19.920.328			(19.945.918)	(19.920.328)	3.740.952	4.658.673
Otras provisiones.	1.540.449	1.276.785		80.912							1.540.449	1.357.697
Pasivo por impuestos diferidos.	182.640.775	186.169.903	169.255.007	170.404.892	1.649.931	2.092.774					353.545.713	358.667.569
Provisiones por beneficios a los empleados.	28.237.280	28.887.310	3.990.468	4.286.505	1.243.007	1.049.817	2.507.770	2.044.613			35.978.525	36.268.245
Total pasivos no corrientes	846.135.179	825.334.205	372.077.704	375.354.445	29.838.856	32.096.342	359.544.729	354.855.443	(20.005.678)	(20.000.000)	1.587.590.790	1.567.640.435
TOTAL PASIVOS	1.159.013.030	1.196.641.205	909.164.193	864.480.916	53.751.110	55.951.188	439.448.180	441.419.939	(119.010.858)	(142.461.537)	2.442.365.655	2.416.031.711
PATRIMONIO												
Capital emitido.	832.845.795	832.845.795	138.188.854	136.133.418	124.748.382	124.748.382	671.278.954	671.278.954	(1.095.783.031)	(1.093.727.595)	671.278.954	671.278.954
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	222.201.045	178.837.450	181.449.098	154.712.494	(44.769.951)	(46.829.283)	308.088.024	265.644.286	(358.880.192)	(286.720.661)	308.088.024	265.644.286
Primas de emisión.	2.954.384	2.954.384		2.055.435	954	954			(2.955.338)	(5.010.773)	0	0
Acciones propias en cartera.	(247.842)	(247.842)							247.842	247.842	0	0
Otras reservas.	264.280.945	278.169.992	200.546.252	215.815.387	11.340.142	12.170.015	394.696.786	417.869.815	(476.167.339)	(506.155.394)	394.696.786	417.869.815
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.	1.322.034.327	1.292.559.779	520.184.204	508.716.734	91.319.527	90.090.068	1.374.063.764	1.354.793.055	(1.933.538.058)	(1.891.366.581)	1.374.063.764	1.354.793.055
Participaciones no controladoras.	30.762.078	30.570.956	265.952.398	262.699.001	1.378.203	1.499.549			233.969.340	228.523.320	532.062.019	523.292.826
Total patrimonio	1.352.796.405	1.323.130.735	786.136.602	771.415.735	92.697.730	91.589.617	1.374.063.764	1.354.793.055	(1.699.568.718)	(1.662.843.261)	1.906.125.783	1.878.085.881
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	2.511.809.435	2.519.771.940	1.695.300.795	1.635.896.651	146.448.840	147.540.805	1.813.511.944	1.796.212.994	(1.818.579.576)	(1.805.304.798)	4.348.491.438	4.294.117.592



31.3.- Cuadros de resultados por segmentos.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Eléctrico				Gas				Servicios			
	01-01-2016 30-06-2016 M\$	01-01-2015 30-06-2015 M\$	01-04-2016 30-06-2016 M\$	01-04-2015 30-06-2015 M\$	01-01-2016 30-06-2016 M\$	01-01-2015 30-06-2015 M\$	01-04-2016 30-06-2016 M\$	01-04-2015 30-06-2015 M\$	01-01-2016 30-06-2016 M\$	01-01-2015 30-06-2015 M\$	01-04-2016 30-06-2016 M\$	01-04-2015 30-06-2015 M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	823.324.458	774.770.542	399.771.678	380.231.489	219.735.322	215.789.084	127.897.085	124.024.840	60.083.650	54.527.328	30.599.361	27.068.152
Costo de ventas	(684.076.791)	(638.186.976)	(330.930.967)	(312.600.823)	(140.486.174)	(147.425.145)	(77.669.842)	(81.763.236)	(48.946.599)	(42.126.971)	(25.501.064)	(21.773.600)
Ganancia bruta	139.247.667	136.583.566	68.840.711	67.630.666	79.249.148	68.363.939	50.227.243	42.261.604	11.137.051	12.400.357	5.098.297	5.294.552
Otros ingresos, por función.	1.071.774	1.354.253	585.222	747.795	193.657	207.277	137.792	15.916				
Gasto de administración.	(62.694.917)	(56.380.012)	(32.939.911)	(26.189.111)	(24.192.344)	(24.689.518)	(12.526.764)	(14.993.130)	(8.207.334)	(7.995.485)	(4.041.414)	(4.067.685)
Otros gastos, por función.	(3.551.232)	(3.466.979)	(1.729.534)	(1.684.048)	(1.200.570)	(1.633.552)	(476.629)	(952.647)				
Otras ganancias (pérdidas).	1.182.200	(5.314.325)	366.576	(2.316.230)	13.156	(248.838)	45.925	(128.379)	819.567	2.627.404	780.090	2.551.631
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	75.255.492	72.776.503	35.123.064	38.189.072	54.063.047	41.999.308	37.407.567	26.203.364	3.749.284	7.032.276	1.836.973	3.778.498
Ingresos financieros.	2.586.645	5.309.387	930.493	1.769.034	1.876.177	1.046.193	1.026.790	443.801	641.748	1.004.259	344.388	479.089
Costos financieros.	(22.865.040)	(19.051.678)	(11.459.890)	(9.834.485)	(6.663.035)	(7.017.825)	(3.274.660)	(3.433.237)	(920.395)	(1.053.724)	(452.510)	(533.110)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	2.777.120	3.628.178	948.926	1.584.457	5.601.270	3.637.983	4.052.711	3.144.765	272	(169)	209	161
Diferencias de cambio.	(77.376)	50.132	2.049	51.682	(519.595)	(457.292)	1.162.434	(226.386)	(37.609)	531	(14.637)	(5.308)
Resultados por unidades de reajuste.	(2.738.587)	(4.481.861)	(1.594.001)	(4.908.578)	(2.532.343)	(2.201.637)	(1.424.162)	(2.225.379)	53.187	34.061	28.243	32.789
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	54.938.254	58.230.661	23.950.641	26.851.182	51.825.521	37.006.730	38.950.680	23.906.928	3.486.487	7.017.234	1.742.666	3.752.119
Gasto por impuestos a las ganancias.	(11.138.674)	(4.214.537)	(5.187.700)	1.492.081	(12.998.428)	(7.955.798)	(9.105.806)	(4.534.970)	(621.970)	(1.577.449)	(428.687)	(1.051.441)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.	43.799.580	54.016.124	18.762.941	28.343.263	38.827.093	29.050.932	29.844.874	19.371.958	2.864.517	5.439.785	1.313.979	2.700.678
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.					22.923.408	10.073.937	19.100.173	7.987.078				
Ganancia (pérdida)	43.799.580	54.016.124	18.762.941	28.343.263	61.750.501	39.124.869	48.945.047	27.359.036	2.864.517	5.439.785	1.313.979	2.700.678
Ganancia (pérdida) atribuible a												
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	42.019.519	51.882.996	17.927.348	27.296.465	40.334.654	21.837.985	32.973.349	16.192.424	2.985.772	5.401.178	1.398.241	2.649.353
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras.	1.780.061	2.133.128	835.593	1.046.798	21.415.847	17.286.884	15.971.698	11.166.612	(121.255)	38.607	(84.262)	51.325
Ganancia (pérdida)	43.799.580	54.016.124	18.762.941	28.343.263	61.750.501	39.124.869	48.945.047	27.359.036	2.864.517	5.439.785	1.313.979	2.700.678
Depreciación	27.482.771	27.356.365	13.754.185	14.068.900	12.837.542	11.842.442	6.450.602	5.466.694	1.729.592	1.868.262	812.252	911.100
Amortización	447.450	555.716	220.846	282.651	245.839	239.897	131.540	43.656	2.409.502	1.937.830	1.219.343	1.019.930
EBITDA	102.003.513	106.002.909	48.731.519	54.856.853	67.133.272	54.330.485	43.943.784	31.842.093	7.068.811	8.210.964	3.088.478	3.157.897



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

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Inversiones				Ajustes de consolidación				Consolidado			
	01-01-2016 30-06-2016 M\$	01-01-2015 30-06-2015 M\$	01-04-2016 30-06-2016 M\$	01-04-2015 30-06-2015 M\$	01-01-2016 30-06-2016 M\$	01-01-2015 30-06-2015 M\$	01-04-2016 30-06-2016 M\$	01-04-2015 30-06-2015 M\$	01-01-2016 30-06-2016 M\$	01-01-2015 30-06-2015 M\$	01-04-2016 30-06-2016 M\$	01-04-2015 30-06-2015 M\$
Ingresos de actividades ordinarias.					(37.809.909)	(36.837.362)	(19.079.721)	(17.864.790)	1.065.333.521	1.008.249.592	539.188.403	513.459.691
Costo de ventas					20.386.529	16.529.309	10.753.606	8.586.087	(853.123.035)	(811.209.783)	(423.348.267)	(407.551.572)
Ganancia bruta	0		0	0	(17.423.380)	(20.308.053)	(8.326.115)	(9.278.703)	212.210.486	197.039.809	115.840.136	105.908.119
Otros ingresos, por función.	4.586.879	2.605.795	2.277.654	1.344.804	(4.586.879)	(2.605.795)	(2.277.654)	(1.344.804)	1.265.431	1.561.530	723.014	763.711
Gasto de administración.	(11.101.049)	(7.006.119)	(6.095.727)	(3.231.496)	22.010.259	22.913.848	10.603.769	10.623.507	(84.185.385)	(73.157.286)	(45.000.047)	(37.857.915)
Otros gastos, por función.									(4.751.802)	(5.100.531)	(2.206.163)	(2.636.695)
Otras ganancias (pérdidas).	(130.354)	(536.036)	(60.113)	(85.748)		1		2	1.884.569	(3.471.794)	1.132.478	21.276
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	(6.644.524)	(4.936.360)	(3.878.186)	(1.972.440)	0	1	0	2	126.423.299	116.871.728	70.489.418	66.198.496
Ingresos financieros.	1.960.957	2.877.100	998.010	1.596.492	(2.896.575)	(4.113.194)	(1.437.348)	(2.260.504)	4.168.952	6.123.745	1.862.333	2.027.912
Costos financieros.	(9.437.118)	(9.721.539)	(4.853.028)	(5.008.046)	2.896.575	4.113.194	1.437.348	2.260.504	(36.989.013)	(32.731.572)	(18.602.740)	(16.548.374)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	67.423.198	69.140.354	37.487.164	38.718.360	(67.390.269)	(69.084.984)	(37.455.575)	(38.680.685)	8.411.591	7.321.362	5.033.435	4.767.058
Diferencias de cambio.	(19.107)	(14.420)	(2.280)	(1.040)	(2)		(1)		(653.689)	(421.049)	1.147.565	(181.052)
Resultados por unidades de reajuste.	(3.782.175)	(5.171.614)	(2.022.137)	(5.365.289)					(8.999.918)	(11.821.051)	(5.012.057)	(12.466.457)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	49.501.231	52.173.521	27.729.543	27.968.037	(67.390.271)	(69.084.983)	(37.455.576)	(38.680.683)	92.361.222	85.343.163	54.917.954	43.797.583
Gasto por impuestos a las ganancias.	405.013	1.867.032	(498.189)	823.106					(24.354.059)	(11.880.752)	(15.220.382)	(3.271.224)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.	49.906.244	54.040.553	27.231.354	28.791.143	(67.390.271)	(69.084.983)	(37.455.576)	(38.680.683)	68.007.163	73.462.411	39.697.572	40.526.359
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.									22.923.408	10.073.937	19.100.173	7.987.078
Ganancia (pérdida)	49.906.244	54.040.553	27.231.354	28.791.143	(67.390.271)	(69.084.983)	(37.455.576)	(38.680.683)	90.930.571	83.536.348	58.797.745	48.513.437
Ganancia (pérdida) atribuible a												
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	49.906.244	54.040.553	27.530.075	28.842.046	(85.339.945)	(78.689.244)	(52.298.938)	(45.705.327)	49.906.244	54.473.468	27.530.075	29.274.961
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras.					17.949.674	9.604.261	14.544.641	6.973.741	41.024.327	29.062.880	31.267.670	19.238.476
Ganancia (pérdida)	49.906.244	54.040.553	27.530.075	28.842.046	(67.390.271)	(69.084.983)	(37.754.297)	(38.731.586)	90.930.571	83.536.348	58.797.745	48.513.437
Depreciación	13.444	3.282	6.739	1.641					42.063.349	41.070.351	21.023.778	20.448.335
Amortización									3.102.791	2.733.443	1.571.729	1.346.237
EBITDA	(6.500.726)	(4.397.042)	(3.811.334)	(1.885.051)	0	0	0	0	169.704.870	164.147.316	91.952.447	87.971.792



31.4.- Cuadros de resultados por segmentos geográficos.

Información de segmentos por áreas geográficas	Chile				Argentina				Consolidado			
	01-01-2016 30-06-2016	01-01-2015 30-06-2015	01-04-2016 30-06-2016	01-04-2015 30-06-2015	01-01-2016 30-06-2016	01-01-2015 30-06-2015	01-04-2016 30-06-2016	01-04-2015 30-06-2015	01-01-2016 30-06-2016	01-01-2015 30-06-2015	01-04-2016 30-06-2016	01-04-2015 30-06-2015
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	1.033.020.206	974.447.906	521.331.539	496.241.794	32.313.315	33.801.686	17.856.864	17.217.897	1.065.333.521	1.008.249.592	539.188.403	513.459.691

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

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	Eléctrico		Gas		Servicios		Inversiones		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	01-01-2016 30-06-2016	01-01-2015 30-06-2015	01-01-2016 30-06-2016	01-01-2015 30-06-2015	01-01-2016 30-06-2016	01-01-2015 30-06-2015	01-01-2016 30-06-2016	01-01-2015 30-06-2015	01-01-2016 30-06-2016	01-01-2015 30-06-2015	01-01-2016 30-06-2016	01-01-2015 30-06-2015
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación.	163.088.580	67.070.541	72.905.196	32.155.157	4.479.105	8.301.049	805.219	11.519.715	(29.900.181)	(11.027.801)	211.377.919	108.018.661
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión.	(81.529.924)	(63.524.864)	(11.895.564)	(34.326.723)	(2.412.371)	(2.671.638)	31.020.653	(22.169.397)	(34.061.960)	22.562.527	(98.879.166)	(100.130.095)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación.	(91.238.950)	(8.362.543)	(32.775.691)	(13.928.285)	(2.002.608)	(5.341.802)	(25.473.756)	14.273.823	63.962.141	(11.534.726)	(87.528.864)	(24.893.533)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios	(9.680.294)	(4.816.866)	28.233.941	(16.099.851)	64.126	287.609	6.352.116	3.624.141	0	0	24.969.889	(17.004.967)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.	(39.025)	(760)	(1.868.201)	661.528	(24.503)	7.366					(1.931.729)	668.134
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	(9.719.319)	(4.817.626)	26.365.740	(15.438.323)	39.623	294.975	6.352.116	3.624.141	0	0	23.038.160	(16.336.833)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	15.575.167	15.105.906	21.949.482	56.726.757	789.295	311.663	2.335.071	4.875.996			40.649.015	77.020.322
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio	5.855.848	10.288.280	48.315.222	41.288.434	828.918	606.638	8.687.187	8.500.137	0	0	63.687.175	60.683.489



32.- SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA.

32.1.- Resumen de saldos en moneda extranjera.

Saldos al 30 de junio 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 30-06-2016 M\$
			Hasta 90 días	De 91 días a 1 año	Total corrientes	Más de 1 año a 3 años	Más de 3 años a 5 años	Más de 5 años	Total no corrientes	
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Activos corrientes	US \$	24.778.466	23.454.488	1.323.978	24.778.466				0	24.778.466
Activos corrientes	AR \$	74.526.678	23.589.558	18.840.035	42.429.593	693.489		31.403.596	32.097.085	74.526.678
Activos corrientes	EUR \$	35.550	35.550		35.550				0	35.550
Activos no corrientes	US \$	71.000.785			0	4.937.857		66.062.928	71.000.785	71.000.785
Total activos en moneda extranjera	M/e	170.341.479	47.079.596	20.164.013	67.243.609	5.631.346	0	97.466.524	103.097.870	170.341.479
Pasivos corrientes	US \$	96.422.570	51.433.332	44.989.238	96.422.570				0	96.422.570
Pasivos corrientes	AR \$	54.944.799	38.192.920	10.553.965	48.746.885	5.164.306		1.033.608	6.197.914	54.944.799
Pasivos corrientes	EUR \$	43.838	43.838		43.838				0	43.838
Pasivos no corrientes	US \$	26.149.309			0	1.722.781	18.315.402	6.111.126	26.149.309	26.149.309
Total pasivos en moneda extranjera	M/e	177.560.516	89.670.090	55.543.203	145.213.293	6.887.087	18.315.402	7.144.734	32.347.223	177.560.516



Saldos al 31 de diciembre de 2015.

Resumen moneda extranjera	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes				Total activos 31-12-2015 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 \$	23.383.734	21.576.246	1.807.488	23.383.734				0	23.383.734
Activos corrientes	AR \$	71.229.262	23.179.135	12.335.192	35.514.327	847.586		34.867.349	35.714.935	71.229.262
Activos corrientes	EUR \$	16.016	16.016		16.016				0	16.016
Activos no corrientes	US \$	72.681.065			0	9.335.243	1.703.851	61.641.971	72.681.065	72.681.065
Activos no corrientes	AR \$	23.820.135			0	23.820.135			23.820.135	23.820.135
Total activos en moneda extranjera	M/e	191.130.212	44.771.397	14.142.680	58.914.077	34.002.964	1.703.851	96.509.320	132.216.135	191.130.212
Pasivos corrientes	US \$	25.744.394	16.863.238	8.881.156	25.744.394				0	25.744.394
Pasivos corrientes	AR \$	48.838.488	31.295.437	10.589.677	41.885.114	5.906.332		1.047.042	6.953.374	48.838.488
Pasivos corrientes	EUR \$	31.288	31.288		31.288				0	31.288
Pasivos no corrientes	US \$	23.277.876			0	3.584.308	19.664.841	28.727	23.277.876	23.277.876
Pasivos no corrientes	AR \$	6.533.224			0	6.533.224			6.533.224	6.533.224
Total pasivos en moneda extranjera	M/e	104.425.270	48.189.963	19.470.833	67.660.796	16.023.864	19.664.841	1.075.769	36.764.474	104.425.270



32.2.- Saldos en moneda extranjera, activos.

Saldos al 30 de junio 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 30-06-2016 M\$
			Hasta 90 días	De 91 días a 1 año	Total corrientes	Más de 1 año a 3 años	Más de 5 años	Total no corrientes	
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Efectivo y equivalentes al efectivo.	US \$	11.154.576	11.154.576		11.154.576			0	11.154.576
Efectivo y equivalentes al efectivo.	AR \$	10.273.583	10.273.583		10.273.583			0	10.273.583
Otros activos no financieros.	US \$	155.545	110.150	45.395	155.545			0	155.545
Otros activos no financieros.	AR \$	1.338.271	1.047.451	290.820	1.338.271			0	1.338.271
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	US \$	1.770.635	1.770.635		1.770.635			0	1.770.635
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	AR \$	26.588.996	11.611.476	14.977.520	26.588.996			0	26.588.996
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	US \$	10.021.194	10.021.194		10.021.194			0	10.021.194
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	AR \$	6.338	6.338		6.338			0	6.338
Inventarios.	US \$	1.676.516	397.933	1.278.583	1.676.516			0	1.676.516
Inventarios.	AR \$	3.571.695		3.571.695	3.571.695			0	3.571.695
Inventarios.	EUR \$	35.550	35.550		35.550			0	35.550
Activos por impuestos.	AR \$	650.710	650.710		650.710			0	650.710
Otros activos no financieros.	US \$	4.785			0		4.785	4.785	4.785
Derechos por cobrar.	AR \$	693.489			0	693.489		693.489	693.489
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	US \$	4.937.857			0	4.937.857		4.937.857	4.937.857
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	US \$	20.051.308			0		20.051.308	20.051.308	20.051.308
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	US \$	2.619.247			0		2.619.247	2.619.247	2.619.247
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	AR \$	28.372.991			0		28.372.991	28.372.991	28.372.991
Propiedades, planta y equipo.	US \$	38.012.695			0		38.012.695	38.012.695	38.012.695
Activos por impuestos diferidos.	US \$	5.374.893			0		5.374.893	5.374.893	5.374.893
Activos por impuestos diferidos.	AR \$	3.030.605			0		3.030.605	3.030.605	3.030.605
Total activos en moneda extranjera	M/e	170.341.479	47.079.596	20.164.013	67.243.609	5.631.346	97.466.524	103.097.870	170.341.479



Saldos al 31 de diciembre de 2015.

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 31-12-2015 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 \$	10.672.474	10.672.474		10.672.474				0	10.672.474
Efectivo y equivalentes al efectivo.	AR \$	7.734.004	7.734.004		7.734.004				0	7.734.004
Otros activos financieros.	US \$	216.755	3.977	212.778	216.755				0	216.755
Otros activos no financieros.	US \$	88.791		88.791	88.791				0	88.791
Otros activos no financieros.	AR \$	281.704	27.084	254.620	281.704				0	281.704
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	US \$	1.399.328	1.399.328		1.399.328				0	1.399.328
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	AR \$	21.837.133	12.400.175	9.436.958	21.837.133				0	21.837.133
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	US \$	9.163.270	9.163.270		9.163.270				0	9.163.270
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	AR \$	1.363.306	1.363.306		1.363.306				0	1.363.306
Inventarios.	US \$	1.843.116	337.197	1.505.919	1.843.116				0	1.843.116
Inventarios.	AR \$	2.643.614		2.643.614	2.643.614				0	2.643.614
Inventarios.	EUR \$	16.016	16.016		16.016				0	16.016
Activos por impuestos.	AR \$	1.654.566	1.654.566		1.654.566				0	1.654.566
Otros activos no financieros.	US \$	4.152			0			4.152	4.152	4.152
Derechos por cobrar.	US \$	44.136			0	44.136			44.136	44.136
Derechos por cobrar.	AR \$	847.586			0	847.586			847.586	847.586
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	US \$	8.325.514			0	5.124.844	1.703.851	1.496.819	8.325.514	8.325.514
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	US \$	36.441.105			0	4.166.263		32.274.842	36.441.105	36.441.105
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	AR \$	1.098.696			0	1.098.696			1.098.696	1.098.696
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	US \$	1.094.552			0			1.094.552	1.094.552	1.094.552
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	AR \$	31.228.060			0			31.228.060	31.228.060	31.228.060
Plusvalía.	US \$	1.730.846			0			1.730.846	1.730.846	1.730.846
Propiedades, planta y equipo.	US \$	19.269.355			0			19.269.355	19.269.355	19.269.355
Propiedades, planta y equipo.	AR \$	22.721.439			0	22.721.439			22.721.439	22.721.439
Activos por impuestos diferidos.	US \$	5.771.405			0			5.771.405	5.771.405	5.771.405
Activos por impuestos diferidos.	AR \$	3.639.289			0			3.639.289	3.639.289	3.639.289
Total activos en moneda extranjera	M/e	191.130.212	44.771.397	14.142.680	58.914.077	34.002.964	1.703.851	96.509.320	132.216.135	191.130.212



32.3.- Saldos en moneda extranjera, pasivos.

Saldos al 30 de junio de 2016.

Detalle moneda extranjera - pasivos corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes				Total pasivos 30-06-2016 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.	US \$	1.522.059	144.554	1.377.505	1.522.059				0	1.522.059
Pasivos financieros.	AR \$	9.376.294		9.376.294	9.376.294				0	9.376.294
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	US \$	10.019.990	3.229.013	6.790.977	10.019.990				0	10.019.990
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	AR \$	36.085.220	36.085.220		36.085.220				0	36.085.220
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	EUR \$	29.075	29.075		29.075				0	29.075
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	US \$	88.995.277	42.928.986	36.584.745	79.513.731	1.722.781	7.758.765		9.481.546	88.995.277
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	AR \$	667.608	667.608		667.608				0	667.608
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	EUR \$	14.763	14.763		14.763				0	14.763
Otras provisiones a corto plazo.	US \$	5.130.779	5.130.779		5.130.779				0	5.130.779
Otras provisiones a corto plazo.	AR \$	1.176.595		1.176.595	1.176.595				0	1.176.595
Pasivos por impuestos.	AR \$	1.440.092	1.440.092		1.440.092				0	1.440.092
Otros pasivos no financieros.	US \$	236.011		236.011	236.011				0	236.011
Pasivos financieros.	US \$	10.556.637			0		10.556.637		10.556.637	10.556.637
Pasivos financieros.	AR \$	4.634.561			0	4.634.561			4.634.561	4.634.561
Otras provisiones	AR \$	529.745			0	529.745			529.745	529.745
Pasivo por impuestos diferidos.	US \$	6.111.126			0			6.111.126	6.111.126	6.111.126
Provisión por beneficio a los empleados	AR \$	1.033.608			0			1.033.608	1.033.608	1.033.608
Otros pasivos no financieros.	AR \$	1.076		1.076	1.076				0	1.076
Total pasivos en moneda extranjera		177.560.516	89.670.090	55.543.203	145.213.293	6.887.087	18.315.402	7.144.734	32.347.223	177.560.516



Saldos al 31 de diciembre de 2015.

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 31-12-2015 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.	US \$	1.473.282	3.472	1.469.810	1.473.282				0	1.473.282
Pasivos financieros.	AR \$	9.356.811		9.356.811	9.356.811				0	9.356.811
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	US \$	14.987.512	7.695.557	7.291.955	14.987.512				0	14.987.512
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	AR \$	26.669.043	26.669.043		26.669.043				0	26.669.043
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	EUR \$	31.288	31.288		31.288				0	31.288
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	US \$	15.689.765	3.654.928	119.391	3.774.319	3.584.308	8.331.138		11.915.446	15.689.765
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	AR \$	2.511.204	2.511.204		2.511.204				0	2.511.204
Otras provisiones a corto plazo.	US \$	5.509.282	5.509.282		5.509.282				0	5.509.282
Otras provisiones a corto plazo.	AR \$	1.231.661		1.231.661	1.231.661				0	1.231.661
Pasivos por impuestos.	AR \$	2.115.189	2.115.189		2.115.189				0	2.115.189
Pasivos financieros.	US \$	11.333.703			0		11.333.703		11.333.703	11.333.703
Pasivos financieros.	AR \$	5.433.008			0	5.433.008			5.433.008	5.433.008
Otras provisiones	AR \$	473.324			0	473.324			473.324	473.324
Pasivo por impuestos diferidos.	US \$	28.727			0			28.727	28.727	28.727
Pasivo por impuestos diferidos.	AR \$	6.533.224			0	6.533.224			6.533.224	6.533.224
Provisión por beneficio a los empleados	AR \$	1.047.042			0			1.047.042	1.047.042	1.047.042
Otros pasivos no financieros.	AR \$	1.205		1.205	1.205				0	1.205
Total pasivos en moneda extranjera		104.425.270	48.189.963	19.470.833	67.660.796	16.023.864	19.664.841	1.075.769	36.764.474	104.425.270

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 Transnet, acogéndola sólo respecto del demandado Manuel Palza Bravo, fijando un monto de indemnización de \$150.000.000. Con fecha 5 de mayo de 2015, dicho demandado presentó un recurso de apelación en la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra pendiente de resolución.

Empresa Eléctrica de Iquique S.A.:

33.1.2.-	Nombre del Juicio:	“Oyanedel Villagra Yasna y Otros con Eliqsa”
	Fecha:	3 de abril de 2014.
	Tribunal:	3° Juzgado de Letras de Iquique.
	Rol:	1.929-2013
	Materia:	Indemnización de perjuicios por muerte por electrocución.
	Cuantía:	M\$ 350.000.
	Estado:	Con fecha 31 de marzo de 2106, se dictó sentencia de primera instancia que rechazó la demanda. Con fecha 18 de junio de 2016, la demandante presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Iquique, el que se encuentra pendiente de resolución.

Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.:

33.1.3.-	Nombre del Juicio:	“Elecda y otros con Endesa”
	Fecha:	22 de septiembre de 2014.
	Tribunal:	7° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol:	14.689-2014
	Materia:	Nulidad de cláusula arbitral de contrato de suministro de fecha 27 de junio de 2007.
	Cuantía:	No hay.
	Estado:	Etapas de prueba.

33.1.4.- Nombre del Juicio: "CGED, Conafe, Emelat y Elecda con Transelec y Otros"
 Fecha: 29 de enero de 2015.
 Tribunal: 23° Juzgado Civil de Santiago.
 Rol: 29.105-14
 Materia: Reembolso del pago de las sumas de dinero abonadas por las demandantes a los usuarios del servicio eléctrico por interrupción de suministro público eléctrico ocurrido el 14 de marzo de 2010 en el Sistema Interconectado Central.
 Cuantía: M\$ 1.080.888.
 Estado: Con fecha 6 de junio de 2016, se presentó el desistimiento de la demanda en favor de Transelec, en centrándose pendiente su resolución..

Empresa Eléctrica Atacama S.A.:

33.1.5.- Nombre del juicio: "Sociedad Agrícola Iglesia Colorada con Empresa Eléctrica Atacama S.A."
 Fecha: 14 de octubre de 2011
 Tribunal: 1° Juzgado Civil de Copiapó.
 Rol N°: 4281-2011.
 Materia: Demanda civil de indemnización de perjuicios por suspensión de suministro.
 Cuantía: M\$177.700
 Estado: No permite estimar como probable que la sociedad resulte obligada en los términos demandados.

33.1.6.- Nombre del juicio: "Elecda, Emelat y otros con Endesa"
 Fecha: 22 de septiembre de 2014.
 Tribunal: 7° Juzgado Civil de Santiago.
 Rol N°: 14.689 - 2014.
 Materia: Nulidad de clausula arbitral de contrato de suministro de fecha 27 de junio de 2007.
 Cuantía: No hay.
 Estado: Etapa de prueba.

33.1.7.- Nombre del juicio: "CGED, Conafe, Emelat y Elecda con Transelec y Otros"
 Fecha: 29 de enero de 2015.
 Tribunal: 23° Juzgado Civil de Santiago.
 Rol N°: 29.105-14
 Materia: Reembolso del pago de las cantidades abonadas por las demandantes a los usuarios del servicio eléctrico por interrupción de suministro de fecha 14 de marzo de 2010 en el Sistema Interconectado Central.
 Cuantía: M\$ 1.080.888.
 Estado: Con fecha 06 de junio de 2016, se presentó el desistimiento de la demanda en favor de Transelec, encontrándose pendiente su resolución.

33.1.8.- 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.

Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.:

- 33.1.9.- 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.
- 33.1.10.- Nombre del Juicio: "Comunidad Edificio Couve con CONAFE".
Fecha inicio: 2 de junio de 2014.
Tribunal: 3° Juzgado de Letras de Viña del Mar.
Rol N°: 447-2014
Materia: Se reclama indemnización por emplazamiento de línea eléctrica en propiedad particular.
Cuantía: M\$ 2.000.000.
Estado: Con fecha 29 de febrero de 2016 se citó a las partes a oír sentencia. Con fecha 28 de abril de 2016, se dictó sentencia de primera instancia rechazando la demanda. Con fecha 14 de mayo de 2016, la demandante presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Valparaíso, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 33.1.11.- 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: Etapa de prueba finalizada con diligencias pendientes.
- 33.1.12.- Nombre del Juicio: "Fernandez con CONAFE".
Fecha inicio: 24 de septiembre de 2014.
Tribunal: 1° Juzgado de Policía Local de La Serena.
Rol N°: 9396-2014
Materia: Querrela infraccional y demanda civil por infracción a la Ley del Consumidor.
Cuantía: M\$ 350.000.
Estado: Etapa de prueba finalizada.



CONAFE como demandante.

33.1.13.- Nombre del Juicio: "CGED, Conafe, Emelat y Elecda con Transelec y otros".
Fecha: 29 de enero de 2015.
Tribunal: 23º Juzgado Civil de Santiago.
Rol Nº: 29.105-14
Materia: Reembolso del pago de las cantidades abonadas por las demandantes a los usuarios del servicio eléctrico por interrupción del suministro de fecha 14 de marzo de 2010 en el Sistema Interconectado Central.
Cuantía: M\$ 1.080.888.
Estado: Con fecha 06 de junio de 2016, se presentó el desistimiento de la demanda en favor de Transelec, encontrándose pendiente su resolución.

CGE Distribución S.A.:

33.1.14.- Nombre del Juicio: "Fisco con CGE Distribución S.A."
Fecha: 12 de noviembre de 2013.
Tribunal: 7º Juzgado Civil de Santiago.
Rol Nº: 10.037-2013.
Materia: Demanda de cobro de pesos por reembolso de pago por traslado de instalaciones.
Cuantía: M\$ 306.320.
Estado: Con fecha 4 de septiembre de 2015, se presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que fue rechazado con fecha 4 de marzo. CGE Distribución presentó un recurso de casación ante la Corte Suprema, que fue rechazado con fecha 24 de mayo de 2016. Se encuentra pendiente el cumplimiento de la sentencia.

33.1.15.- Nombre del Juicio: "Robles con CGE Distribución S.A."
Fecha: 19 de marzo de 2014.
Tribunal: 1º Juzgado de Letras en lo Civil de Talca.
Rol Nº: 784-2015.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio.
Cuantía: M\$ 2.009.550.
Estado: Etapa de prueba finalizada con diligencias pendientes.

33.1.16.- Nombre del Juicio: "Chilena Consolidada con CGE Distribución S.A."
Fecha: 6 de abril de 2015.
Tribunal: 19º juzgado de Civil de Santiago.
Rol Nº: 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: Etapa de discusión finalizada.



- 33.1.17.- 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: Etapa de discusión finalizada.
- 33.1.18.- 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: Etapa de discusión concluida.
- 33.1.19.- 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 predio de la demandante.
Cuantía: M\$ 698.628.
Estado: Período de discusión finalizada.
- 33.1.20.- Nombre del Juicio: "Uribe con CGE Distribución S.A."
Fecha: 17 de agosto de 2015.
Tribunal: 1° juzgado de Letras de Melipilla.
Rol N°: 1.295-2015.
Materia: Demanda Civil de indemnización de perjuicios por utilización gratuita de instalaciones que la demandante estima que son de su propiedad.
Cuantía: M\$1.350.000.
Estado: Etapa de discusión finalizada.
- 33.1.21.- 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: Etapa de Discusión finalizada.
- 33.1.22.- Nombre del Juicio: "Bustos con CGE Distribución S.A."
Fecha: 26 de noviembre de 2015.
Tribunal: Juzgado Civil de Cauquenes.
Rol N°: 733-2015.



- Materia: Indemnización de perjuicios por incendio en predio de la demandante.
Cuantía: M\$ 600.000.
Estado: Etapa de discusión.
- 33.1.23.- Nombre del Juicio: "Luis Suarez con CGE Distribución S.A."
Fecha: 15 de enero de 2016.
Tribunal: 5° Juzgado civil de Santiago.
Rol N°: 17.184-2015.
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio en propiedad de la demandante.
Cuantía: M\$ 443.800.
Estado: Etapa de discusión.
- 33.1.24.- Nombre del Juicio: "Villablanca y otros con Jaime Viveros Rubilar y Cía.Ltda." (CGE Distribución S.A. demandada solidaria/subsidiaria)
Fecha: 14 de junio de 2016.
Tribunal: Juzgado del Trabajo de Temuco.
RIT: O-408-2016.
Materia: Despido injustificado, y cobro de Indemnizaciones, Recargos y Prestaciones.
Cuantía: M\$ 201.488.
Estado: Audiencia Preparatoria fijada para el 14 de julio de 2016.

CGE Distribución como demandante:

- 33.1.25.- 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 25 de septiembre de 2015, se citó a las partes a oír sentencia.
- 33.1.26.- Nombre del Juicio: "CGED, Conafe, Emelat y Elecda con Transelec y otros."
Fecha: 29 de enero de 2015.
Tribunal: 23° juzgado de Civil de Santiago.
Rol N°: 29.105-2014.
Materia: Reembolso del pago de cantidades abonadas por las demandantes a los usuarios del servicio eléctrico por interrupción de suministro de fecha 14 de marzo de 2010 en el Sistema Interconectado Central.
Cuantía: M\$1.080.888.
Estado: Con fecha 6 de junio de 2016, se presentó el desistimiento de la demanda en favor de Transelec, en centrándose pendiente su resolución.
- 33.1.27.- 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 junio de 2016, se solicitó al tribunal que cite a oír sentencia, lo que se encuentra pendiente de resolución.
- 33.1.28.- Nombre del Juicio: “CGE Distribución S.A. con Servicios San Cristóbal.”
Fecha: 20 de mayo de 2015.
Tribunal: 2° juzgado de Civil de Curicó.
Rol N°: 1.675-2015.
Materia: Demanda de Cumplimiento de contrato con indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 254.809.
Estado: Etapa de discusión finalizada.

CGE Distribución como continuadora legal de Emelectric:

- 33.1.29.- Nombre del Juicio: “Agrícola Esmeralda con Emelectric.”
Fecha: 6 de octubre de 2011.
Tribunal: 1° Juzgado de Letras de Melipilla.
Rol N°: 2.353-2011.
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en predio de la demandante.
Cuantía: M\$ 5.034.580.
Estado: Con fecha 17 de septiembre de 2014, se dictó sentencia de primera instancia que acoge la demanda por M\$ 1.322.486. Con fecha 22 de octubre de 2014, Emelectric presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de San Miguel, el que fue rechazado con fecha 25 de mayo de 2016. Con fecha 10 de junio de 2016, las partes presentaron sus respectivos recursos de casación en el fondo ante la Corte Suprema, los que se encuentran pendientes de resolución.
- 33.1.30.- Nombre del Juicio: “Municipalidad de El Monte con Emelectric.”
Fecha: 13 de diciembre de 2012.
Tribunal: 1° Juzgado de Letras de San Bernardo.
Rol N°: 2.642-2012.
Materia: Demanda de nulidad absoluta de obligación de dar, y en subsidio, declaración del pago de lo no debido.
Cuantía: Indeterminada.
Demanda reconventional: Emelectric demandó reconventionalmente a la l. Municipalidad El Monte por el cumplimiento de contrato, don indemnización de perjuicios, y en subsidio cobro de pesos por la suma total de M\$ 1.075.781.
Estado: Con fecha 17 de junio de 2016, se dictó sentencia de primera instancia que rechazó la demanda de Municipalidad del Monte, acogiendo la demanda reconventional de



Emelectric. Se encuentra pendiente la notificación a la Municipalidad referida.

33.1.31.- Nombre del Juicio: "Astudillo Briones con Emelectric."
Fecha: 10 de marzo de 2015.
Tribunal: 1° Juzgado de Letras de San Antonio.
Rol N°: 145-2015.
Materia: Indemnización de perjuicios por accidente que provocó lesiones graves.
Cuantía: M\$220.260.
Materia: Indemnización de perjuicios por accidente que provocó lesiones graves.
Estado: Etapa de discusión.

CGE Argentina S.A.

33.1.32.- Nombre del Juicio: "Municipalidad de Santiago con CGE Argentina S.A."
Fecha: 11 de agosto de 2015.
Tribunal: 7° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 12.288-15.
Materia: Juicio ejecutivo por pago de patente comercial.
Cuantía: M\$ 774.073.
Materia: Indemnización de perjuicios por accidente que provocó lesiones graves.
Estado: Con fecha 15 de enero de 2016, se dictó sentencia definitiva de primera instancia que acogió la excepción de prescripción presentada por CGE Argentina y ordenó continuar la ejecución sólo respecto del período correspondiente al primer semestre de 2013. Con fecha 18 de marzo de 2016, la Municipalidad de Santiago presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Santiago. Con fecha 31 de marzo de 2016, CGE Argentina presentó un recurso de apelación ante la misma Corte de Apelaciones. Ambos recursos se encuentran pendientes de resolución.

Transnet S.A.

33.1.33.- 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.
Cuantía: M\$ 160.000.
Estado: Etapa de discusión.

Transnet S.A. como Demandante

33.1.34.- Nombre del Juicio: "Transnet con Hidropaloma"
Fecha: 16 de junio de 2015.



Tribunal: 20° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 20.168-14
Materia: Juicio ejecutivo de cobro de uso de instalaciones de transmisión eléctrica.
Cuantía: M\$ 448.559.
Materia: Juicio ejecutivo de cobro de uso de instalaciones de transmisión eléctrica.
Estado: Con fecha 23 de marzo de 2016, se dictó sentencia de primera instancia que acogió parcialmente demanda. Con fecha 6 de mayo de 2016, Transnet presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Santiago. Asimismo, se encuentra pendiente la notificación de la sentencia a la demandada.

CGE S.A. y Otras

33.1.35.- Nombre del Juicio: "Sindicato Nacional de Trabajadores Profesionales Universitarios de CGE Distribución S.A. con Compañía General de Electricidad y Otras"
Fecha: 15 de septiembre de 2015.
Tribunal: Juzgado del Trabajo de Trabajo de Concepción.
Rol: 0-902-2015.
Materia: Declaración de empleador único con multiplicidad de razones sociales.
Cuantía: Al ser una demanda donde se solicita declarar una situación jurídica, no hay cuantía solicitada.
Estado: Continuación de Audiencia de Juicio fijada para el día 5 de julio de 2016.

33.1.36.- Nombre del Juicio: "Federación Nacional de Trabajadores del gas, de servicios conexos, afines, energía y otros, Fentragas con Gasco S.A. y Otras"
Fecha: 10 de diciembre de 2015.
Tribunal: Juzgado del Trabajo de Trabajo de Santiago.
Rol: 0-5976-2015.
Materia: Declaración de empleador único con multiplicidad de razones sociales.
Cuantía: Al ser una demanda donde se solicita declarar una situación jurídica, no hay cuantía solicitada.

Transformadores Tusan S.A.

33.1.37.- Nombre del Juicio: "Santillán con Transformadores Tusan S. A."
Fecha: 21 de junio de 2016.
Tribunal: 1° Juzgado del Trabajo de Santiago.
Rol: 0-3315-2016.
Materia: Demanda indemnización de perjuicio por accidente del trabajo.
Cuantía: M\$ 169.000.-
Estado: Audiencia preparatoria fijada para el 04 de agosto de 2016.



Comercial y Logística S.A.

33.1.38.- Nombre del Juicio: "Basterrechea con Comercial y Logística General S.A."
Fecha: 18 de marzo de 2016.
Tribunal: 2° Juzgado del Trabajo de Santiago.
Rol N°: 0-1431-2016
Materia: Cobro de indemnizaciones, recargos y prestaciones.
Cuantía: M\$ 396.405.
Estado: Sentencia dictada el día 28 de junio de 2016 condena al pago de un diferencial de la jubilación adicional de cargo de la Mutual de Empleados Compañía General de Electricidad S.A. y Filiales, lo cual tiene un carácter inmaterial.

Gas Sur S.A.

33.1.39.- Nombre del Juicio: "Comunidad Edificio Cerro Amarillo y Gas Sur S.A."
Tribunal: 2° Juzgado de Talcahuano.
Materia: Indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 6.500.000.
Estado: Acogida excepciones dilatorias opuestas por las codemandadas. La demandante corrigió los defectos de la demanda con fecha 28 de agosto de 2015, y demandas fueron contestadas por parte de Inmobiliaria Nobleza S.A., y Constructora e Inversiones Vital Ltda. Con fecha 28 de enero de 2016, Fisco de Chile fue notificado, quien expuso excepciones dilatorias de ineptitud de libelo, falta de personería o representación e incompetencia de tribunal, con fecha 11 de febrero de 2016, las que están pendientes de resolución.

Metrogas S.A.

33.1.40.- Nombre del Juicio: "Transportadora de Gas del Norte S.A. c/Metrogas S.A."
Tribunal: Juzgado Nacional Primera Instancia en lo Civil y Comercial Federal N° 5 República Argentina.
Rol: 7026-2011
Materia: Cumplimiento de Contrato.
Cuantía: MUS\$ 114.529
Estado: Demanda ordinaria por cumplimiento de contrato deducida por Transportadora de Gas del Norte S.A. en contra de Metrogas S.A. reclamando el pago de facturas emitidas por la demandante por concepto de servicios de transporte de gas natural prestados a Metrogas S.A.
Con fecha 23 de octubre de 2015 se nos notificó de una ampliación de demanda por USD 74.589.119,83 y luego nuevamente ampliado a USD 114.529.337,89. Metrogas S.A. presentó la contestación al escrito de ampliación en fecha 12 de noviembre de 2015.
El día 8 de abril de 2016 se nos notificó la resolución del Juez de Primera Instancia que resolvió no hacer lugar a la

excepción de litispendencia y a la citación de terceros opuesta por Metrogas S.A. Frente a dicha resolución Metrogas S.A. dedujo recurso de apelación (que al día de la fecha aún no ha sido resuelto por la Cámara de Apelaciones).

- 33.1.41.- Nombre del Juicio: "Metrogas S.A. con TGN s/proceso de conocimiento"
Tribunal: Juzgado en lo Contencioso Administrativo Federal N° 10, Secretaría N°19, República de Argentina.
Rol: 825-2009
Materia: Acción meramente declarativa.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Metrogas S.A. inició una acción meramente declarativa contra Transportadora de Gas del Norte S.A. ("TGN") a efectos que se declare que las disposiciones contenidas en el Decreto N° 689/02 resultan aplicables exclusivamente a las tarifas de transporte que TGN percibe de Metrogas S.A. por el transporte dentro del territorio de la República Argentina de los volúmenes de gas natural que luego sean efectivamente exportados.
Teniendo en cuenta lo fallado por la Cámara Nacional de Apelaciones, el proceso no podrá acumularse con el expediente N° 7026-2011, y deberá continuar su trámite por separado. Sin perjuicio de ello y, en la medida en que la justicia competente en el Expte. 7.026-2011 requiere tener a la vista la acción iniciada por Metrogas, el expediente está reservado en la Justicia en lo Civil y Comercial Federal a esos efectos.
- 33.1.42.- Nombre del Juicio: "Transportadora de Gas del Norte S.A. c/ Metrogas S.A."
Tribunal: Juzgado Nacional Primera Instancia en lo Civil y Comercial federal N°5, República Argentina.
Rol: 7311/2015
Materia: Daños y Perjuicios.
Cuantía: MUS\$ 113.213
Estado: Demanda ordinaria por la cual TGN persigue los daños y perjuicios derivados de la rescisión contractual decidida por la actora en abril de 2015. La pretensión se centra en percibir las tarifas que habría percibido de no haberse terminado anticipadamente los contratos de transporte.
Cabe recordar que por el Expte. 7026/2011 (ver nota 33.1.41) en el cual TGN reclama el cumplimiento de los mismos contratos se ventila el hecho de que Metrogas resolvió esos mismos contratos en septiembre de 2009. La íntima conexidad de la discusión llevó a TGN a solicitar la acumulación de ambos procesos.
Con fecha 15 de marzo de 2016 Metrogas fue notificada de la demanda interpuesta por TGN. Metrogas presentó la contestación de demanda el día 19 de abril de 2016, en la cual se opusieron excepciones previas y se citó como terceros a los proveedores de gas natural de Metrogas.



Las contingencias enunciadas en el punto 33.1, cuentan la mayoría con seguros y de ser desfavorables para el Grupo CGE, estos no comprometen el patrimonio de las subsidiarias.

33.2.- Juicios arbitrales

Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.:

33.2.1.- Nombre del Juicio: "Endesa con Elecda"
Fecha: 26 de noviembre de 2014.
Tribunal: Miguel Amunátegui Monckeberg.
Rol Nº: 2.080-2014.
Materia: Cumplimiento de contrato de suministro eléctrico con indemnización de perjuicios.
Cuantía: No hay.
Estado: Etapa de discusión finalizada.

33.2.2.- Nombre del Juicio: "AES Gener con Elecda"
Fecha: 5 de noviembre de 2014.
Tribunal: Miguel Amunátegui Monckeberg.
Rol Nº: 2.147-2014.
Materia: Cumplimiento de contrato de suministro eléctrico con indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 145.409.
Estado: Etapa de prueba finalizada con diligencia pendientes.

Empresa Eléctrica Atacama S.A.:

33.2.3.- Nombre del Juicio: "Endesa con Emelat"
Fecha: 20 de noviembre de 2014.
Tribunal: Orlando Poblete Iturrate.
Rol Nº: 2.083-2014.
Materia: Cumplimiento de contrato de suministro eléctrico con indemnización de perjuicios.
Cuantía: No hay.
Estado: Etapa de prueba finalizada con diligencias pendientes.

33.2.4.- Nombre del Juicio: "Aes Gener con Emelat"
Fecha: 13 de noviembre de 2014.
Tribunal: Miguel Amunátegui Monckeberg.
Rol Nº: 2.148-2014.
Materia: Cumplimiento de contrato de suministro eléctrico con indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 1.922.376.
Estado: Etapa de prueba finalizada.

CGE Distribución S.A.:

33.2.5.- Nombre del Juicio: "Colbún S.A. con CGE Distribución S.A."
Fecha: 10 de noviembre de 2014.



- Árbitro: Francisco Orrego Vicuña.
Rol N°: 2.103-2014.
Materia: Cumplimiento de contrato de suministro eléctrico con indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 2.507.692.
Estado: Se citó a oír sentencia con fecha 2 de mayo de 2016.
- 33.2.6.- Nombre del Juicio: "Endesa con CGE Distribución S.A."
Fecha: 29 de octubre de 2014.
Árbitro: Andrés Cuneo Macchiavello.
Rol N°: 2.142-2014.
Materia: Cumplimiento de contrato de suministro de energía con indemnización de perjuicios.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Etapa de prueba finalizada con diligencias pendientes.
- 33.2.7.- Nombre del Juicio: "Eléctrica Puntilla con CGE Distribución."
Fecha: 20 de mayo de 2016.
Árbitro: José Pedro Silva.
Rol N°: 2.572-2016.
Materia: Cumplimiento de contrato de suministro de energía con indemnización de perjuicios.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Etapa de discusión.

CGE Distribución como continuadora legal de Emelectric:

- 33.2.8.- Nombre del Juicio: "Endesa con Emelectric."
Fecha: 26 de noviembre de 2011.
Árbitro: Miguel Amunategui Monckeberg.
Rol N°: 2.082-2014.
Materia: Cumplimiento de contratos de suministro de energía eléctrica con indemnización de perjuicios.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Etapa de prueba.
- 33.2.9.- Nombre del Juicio: "AES Gener con Emelectric."
Fecha: 6 de noviembre de 2014.
Árbitro: Orlando Poblete Iturrate.
Rol N°: 2.150-2014.
Materia: Cumplimiento de contratos de suministro de energía eléctrica con indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 5.467.351.
Estado: Con fecha 18 de mayo, se citó a las partes a oír sentencia.

CGE Distribución como continuadora legal de Emetal:

- 33.2.10.- Nombre del Juicio: "Endesa con Emetal."
Fecha: 25 de septiembre de 2014.
Árbitro: Francisco Orrego Vicuña.

- Rol Nº: 2.081-2014.
 Materia: Cumplimiento de contratos de suministro de energía eléctrica con indemnización de perjuicios.
 Cuantía: Indeterminada.
 Estado: Etapa de prueba finalizada con diligencias pendientes.
- 33.2.11.- Nombre del Juicio: “AES Gener con Emetal.”
 Fecha: 6 de noviembre de 2014.
 Árbitro: Orlando Poblete Iturrate.
 Rol Nº: 2.149-2014.
 Materia: Cumplimiento de contratos de suministro de energía eléctrica con indemnización de perjuicios.
 Cuantía: M\$349.414.
 Estado: Con fecha 18 de mayo, se citó a las partes a oír sentencia.

Metrogas S.A.

- 33.2.12.- Nombre del Juicio: “Metrogas S.A. con Total Austral S.A. Wintershall Energía S.A. y Pan American LLC – Sucursal Argentina”
 Tribunal: Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional.
 Rol: 19465/CA
 Materia: Demanda por daños y perjuicios.
 Cuantía: MUS\$ 241.476.
 Estado: Metrogas S.A. presentó demanda arbitral en contra de los integrantes del Consorcio “Aguada Pichana” ante la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional (la “Corte”) con sede en París, Francia. El objeto de la demanda es reclamar los daños y perjuicios derivados de los incumplimientos contractuales incurridos por el Consorcio durante la ejecución del mismo. La celebración de las audiencias de mérito iban a tener lugar entre los días 4 y 13 de mayo de 2016. Sin embargo, el Tribunal Arbitral resolvió suspender las mismas. Posteriormente, las Demandadas 1, 2 y 3 presentaron – individualmente- un pedido de recusación del Sr. Presidente del Tribunal Arbitral. La Demandada 1 también solicitó la recusación de los Sres. Co-árbitros. El día 21 de junio de 2016 el Sr. Presidente del Tribunal Arbitral presentó su renuncia. A la fecha, aún se encuentra pendiente de resolución la recusación de los Sres. Co-árbitros planteada por la Demandada 1.
- 33.2.13.- Nombre del Juicio: “Pan American Energy LLC con Metrogas S.A.”
 Tribunal: Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional.
 Rol: 19616/CA
 Materia: Demanda por incumplimiento contractual más daños y perjuicios.
 Cuantía: Indeterminada.
 Estado: Pan American Energy LLC – Sucursal Argentina (“PAE”)



presentó una demanda arbitral en contra de Metrogas S.A. ante la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional (la “Corte”) con sede en París, Francia. PAE demanda que toda controversia entre las partes se resuelva según el Acuerdo firmado en el año 2007. Además, solicita que el Tribunal declare que Metrogas ha incurrido en presuntos incumplimientos contractuales y que esta última reembolse a PAE todos los costos, costas, honorarios y demás gastos del presente arbitraje.

El día 21 de abril de 2016 la Secretaría de la CCI envió a las partes una copia de cortesía del Laudo Final, en virtud del cual se rechazaron las tres pretensiones incoadas por PAE en su demanda arbitral, con costas.

Innergy Soluciones Energéticas S.A.

33.2.14.- Con fecha 15 de abril de 2015 Enap Refinería S.A. (ERSA) presentó una demanda arbitral en contra de Innergy Soluciones Energéticas S.A. (Filial Innergy Holdings S.A.), ante el Centro de Arbitraje y Mediación de la Cámara de Comercio de Santiago (“CAM Santiago), fundada en supuestos incumplimientos por parte de Innergy en la aplicación de las disposiciones contractuales de los dos Contratos de Suministro de Gas, vigentes entre las partes. Como consecuencia de lo anterior, ERSA reclama la terminación anticipada del Contrato de Suministro y la reliquidación de facturaciones pasadas, lo cual ascendería a la suma de US\$ 10.389.835, más intereses y reajustes. Innergy ha contestado la demanda y demandado reconventionalmente a ERSA por la suma de US\$ 4.333.438, más intereses máximo convencional desde la fecha en que se adeudan hasta la fecha de su pago efectivo. A su vez ERSA ha evacuado el traslado conferido y queda pendiente que Innergy conteste la réplica.

Con fecha 16 de junio ERSA replicó su demanda e interpuso excepción dilatoria en demanda reconventional, Innergy respondió excepción dilatoria el 26 de junio y duplicó a la demanda de ERSA.

Con fecha 27 de julio de 2015 el Tribunal Arbitral rechazó dilatoria interpuesta por ERSA. El 3 de Agosto ERSA contestó la demanda reconventional. El 26 de agosto Innergy.

El 26 de Agosto Innergy presento escrito de réplica.

Con fecha 14 de septiembre de 2015 ERSA Presento escrito de duplica e Innergy acompañó informe de Derecho preparado por el abogado Alberto Lyon.

En proceso de audiencias de conciliación con el árbitro.

Marzo 2016: se pidió a árbitro dar curso progresivo a los autos. Árbitro debe recibir la causa a prueba.

Mayo 2016: ERSA propone transacción, que es rechazada por Innergy.



33.3.- Sanciones administrativas:

Empresa Eléctrica de Iquique S.A.

33.3.1.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 11.756, de fecha 29 de diciembre de 2015, notificada a la sociedad con fecha 05 de enero de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 953 UTM por el incumplimiento de lo dispuesto por el artículo N° 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 alguno de sus alimentadores relativo al período diciembre 2013 a noviembre 2014. Con fecha 12 de enero de 2016, se interpuso ante la misma Superintendencia un recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de resolución.

Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.

33.3.2.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 10.817, de fecha 3 de noviembre de 2015, notificada a la sociedad con fecha 4 de noviembre de 2015, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, impuso una multa de 800 UTM por el incumplimiento de lo dispuesto, entre otras normas, por el artículo N° 214 del Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos (D.S. N° 327), en lo relativo a exceder el límite legal para atender emergencias. Con fecha 11 de noviembre de 2015, se interpuso recurso de reposición, el que fue rechazado. Con fecha 22 de febrero de 2016, se interpuso recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Antofagasta, que fue rechazado por la Corte Suprema con fecha 9 de mayo de 2016. Se encuentra pendiente el pago de la multa.

33.3.3.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 11.632, de fecha 21 de diciembre de 2015, notificada a la sociedad con fecha 6 de enero de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, impuso una multa de 1.704 UTM por el incumplimiento de lo dispuesto por el artículo N° 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 alguno de sus alimentadores del período diciembre 2012 a noviembre 2013. Con fecha 13 de enero de 2016, se interpuso ante la misma Superintendencia un recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de resolución.

33.3.4.- Mediante Resolución Exenta SEC 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 el incumplimiento de lo dispuesto por el artículo N° 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 alguno de sus alimentadores del período diciembre 2013 a noviembre 2014. Con fecha 14 de enero de 2016, se interpuso ante la misma Superintendencia un recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de resolución.

33.3.5.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 12.870, de fecha 28 de marzo de 2016, notificada a la sociedad con fecha 29 de marzo de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, impuso una multa de 1.000 UTM por el incumplimiento de lo dispuesto, entre otras normas, por el artículo N° 139 del DFL N° 4 y 246° del D.S. N° 327/1997, por falta de mantenimiento de instalaciones eléctricas. Respecto de dicha resolución se



interpuso, con fecha 18 de mayo de 2016, recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Antofagasta, el que se encuentra en tramitación.

Empresa Eléctrica Atacama S.A.

33.3.6.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 11.631, de fecha 21 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 2.120 UTM por el incumplimiento de lo dispuesto por el artículo N° 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 de algunos alimentadores en el período diciembre 2012 a noviembre 2013. Con fecha 14 de enero de 2016, se interpuso ante la misma Superintendencia un recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de resolución.

33.3.7.- Mediante Resolución Exenta SEC 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 el incumplimiento de lo dispuesto por el artículo N° 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 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 se encuentra pendiente de resolución.

Empresa Eléctrica Transemel S.A.

33.3.8.- 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 Cóndores-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.

33.3.9.- 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 se encuentra pendientes de resolución.

33.3.10.- 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 continuidad 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 se encuentra pendiente de resolución.

- 33.3.11.- Mediante Resolución Exenta N° 12.509 de fecha 1 de marzo de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 500 UTM por incumplimiento de lo dispuesto por el artículo 3° A de la Ley N° 18.410, al no cumplir con las instrucciones impartidas por la SEC mediante Oficio N° 349 de fecha 27 de julio de 2015. Con fecha 11 de marzo de 2016, se presentó recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 33.3.12.- 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 se encuentra pendiente de resolución.
- 33.3.13.- Mediante Resolución Exenta N° 12.470 de fecha 18 de marzo de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 1.000 UTM por incumplimiento de lo dispuesto por el D.S. N° 327/97, artículo 123, 126 y 222, del Ministerio de Minería por omisión en los deberes de facturación de suministro eléctrico. Con fecha 13 de abril de 2016, se presentó un recurso de reclamación de ilegalidad ante la Ilustrísima Corte de Apelaciones de Santiago, el que fue acogido con fecha 22 de junio de 2016, rebajándose la multa a 100UTM. Se encuentra pendiente el plazo para que la SEC interponga un recurso de apelación.
- 33.3.14.- 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. Con fecha 6 de abril de 2016, se interpuso un recurso de reposición ante la misma Superintendencia, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 33.3.15.- 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. Con fecha 12 de abril de 2016, se interpuso un recurso de reposición ante la misma Superintendencia, el que se encuentra pendiente de resolución.

CGE Distribución como continuador de Emelectric:

- 33.3.16.- Mediante Resolución Exenta N° 11.630 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 5.628 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 2012 a noviembre de 2013. Con fecha



7 de enero de 2016 se presentó recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de resolución.

CGE Distribución como continuador de Emetal:

33.3.17.- Mediante Resolución Exenta N° 11.633 de fecha 21 de diciembre de 2015, notificada la sociedad con fecha 31 de diciembre de 2015, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 453 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 2012 a noviembre de 2013. Con fecha 7 de enero de 2016 se presentó recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de resolución.

Transnet S.A.:

33.3.18.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 10.979, de fecha 10 de noviembre de 2015, notificada a la Sociedad con fecha 20 de noviembre de 2015, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 500 UTM por el incumplimiento de lo dispuesto, entre otras normas, por el artículo 139° del DFL N°4, por falta de mantención de instalaciones eléctricas, siendo interpuesto con fecha 27 de noviembre de 2015 recurso de reposición ante la SEC, el que fue rechazado. Con fecha 29 de febrero de 2016, se interpuso un recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que fue rechazado con fecha 24 de mayo de 2016. Se encuentra pendiente el pago de la multa.

33.3.19.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 12.247, de fecha 4 de febrero de 2016, notificada a la Sociedad con fecha 15 de febrero de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 600 UTM por el incumplimiento de lo dispuesto, entre otras normas, por el artículo 139° del DFL N°4, por falta de mantención de instalaciones eléctricas, siendo interpuesto con fecha 22 de febrero 2016 recurso de reposición ante la SEC, el que fue rechazado con mediante resolución exenta N° 12.91, de fecha 30 de marzo de 2016. Respecto de dicha resolución se interpuso un recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra en tramitación.

33.3.20.- 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 se encuentra pendiente de resolución.



Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.

- 33.3.21.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 9.406, de fecha 28 de julio de 2015, notificada a la sociedad con fecha 11 de agosto de 2015, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 1.200 UTM por el incumplimiento de lo dispuesto, entre otras normas, por del D.S. N°244, en lo relativo a emitir certificado de interés de conexión, siendo interpuesto recurso de reposición ante la SEC con fecha 18 de agosto de 2015, el que fue rechazado con fecha 9 de diciembre de 2015. Con fecha 04 de enero de 2016, se interpuso recurso de reclamación de ilegal ante la Corte de Apelaciones, el que fue rechazado con fecha 30 de marzo de 2016. Esta multa se encuentra en proceso de pago.
- 33.3.22.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 10.899, de fecha 5 de noviembre de 2015, notificada a la sociedad con fecha 12 de noviembre de 2015, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 500 UTM por el incumplimiento de lo dispuesto, entre otras normas, por el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctricos en lo relativo a poda, siendo interpuesto recurso de reposición ante la SEC con fecha 19 de noviembre de 2015, el que fue rechazado con fecha 20 de enero de 2016, Con fecha 22 de febrero de 2016, se interpuso recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones, el que fue rechazado con fecha 13 de abril de 2016. Esta multa se encuentra en proceso de pago.
- 33.3.23.- Mediante Resolución Exenta N° 12.282, de fecha 09 de febrero de 2016, notificada a la sociedad con fecha 19 de febrero de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 900 UTM por incumplimiento de lo dispuesto, entre otras normas, por el artículo 3° A de la Ley 18.410 y 139° de la Ley General de Servicios Eléctricos, en lo relativo a la falta de poda, siendo interpuesto recurso de reposición ante la SEC con fecha 26 de febrero de 2016, el que fue rechazado con fecha 29 de marzo de 2016. Con fecha 25 de abril de 2016 se presentó un recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 33.3.24.- 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 continuidad de suministro en algunos 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. 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 se encuentra pendiente de resolución.
- 33.3.25.- Mediante Resolución Exenta N° 11.626 , de fecha 21 de diciembre de 2015, notificada a la sociedad con fecha 31 de diciembre de 2015, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 8.012 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 alguno de sus alimentadores relativo al período diciembre 2012 a noviembre 2013. Al respecto, se hace presente que en contra de la resolución referida, con fecha 15 de enero de 2016,



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

- 33.3.26.- 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 se encuentra pendiente de resolución.
- 33.3.27.- 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 se encuentra pendiente de resolución.

Gas Sur S.A.

- 33.3.28.- Con fecha 6 de febrero de 2015, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), aplicó una sanción de 1.200 UTM a la subsidiaria Gas Sur S.A. por infracciones a la normativa técnica a instalaciones de gas. Gas Sur S.A. interpuso recurso de reclamación en contra de resolución ante la Corte de apelaciones de Concepción.

33.4.- Sanciones.

33.4.1.-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 período terminado al 30 de junio de 2016.

33.4.2.-De otras autoridades administrativas.

El Grupo CGE, sus Directores y Ejecutivos no han sido sancionados por otras autoridades administrativas durante el período terminado al 30 de junio de 2016.

Las subsidiarias enumeradas en la Nota 33.3 han sido sancionadas por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.



33.5.- 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 son:

Índice	Medición	Factor	Resultado	Periodicidad de medición	Procedencia
Razón de endeudamiento financiero	(Total deuda financiera - efectivo y equivalente al efectivo) / total patrimonio neto	< o = 1,5 veces	0,63 Veces	Trimestral	Bonos
Activos libres de garantías reales	Activos sin Garantía/total deuda financiera no garantizada	> o = 1,2 veces	3,46 Veces	Trimestral	Bonos
Patrimonio mínimo	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	> UF 25.000.000	52.742.978 UF	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	44,5 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	14,83 Veces	Trimestral	Bonos

Las 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 intermedios al 30 de junio de 2016 el Grupo CGE se encuentra en cumplimiento de dichas restricciones y compromisos.



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

34.1.- Garantías comprometidas con terceros.

Metrogas S.A.

34.1.1.- Cartas de crédito "Stand By" Metrogas S.A. con BG LNG TRADING LLC.

Al 30 de junio de 2016, Metrogas S.A. mantiene vigentes 4 cartas de crédito "Stand By" a beneficio de BG LNG TRADING LLC (Beneficiary), dichas cartas de crédito garantizan el pago de gas según contrato de suministro suscrito con BG LNG TRADING.

- Con fecha de emisión 01 de diciembre de 2015 por MUS\$ 1.500 a través del Banco Chile con vencimiento el 31 de diciembre de 2016.
- Con fecha de emisión 01 de diciembre de 2015 por MUS\$ 1.500 a través del Banco Chile con vencimiento el 31 de enero de 2017.
- Con fecha de emisión 09 de junio de 2016 por MUS\$ 31.791 a través del Banco Estado con vencimiento el 30 de agosto de 2016.
- Con fecha de emisión 11 de mayo de 2016 por MUS\$ 13.622 a través del Banco BCI con vencimiento el 01 de agosto de 2016.

Gasco S.A.

34.1.2.- Garantía a Innergy Soluciones Energéticas S.A.

Con fecha 2 de febrero de 1988, Gasco S.A. en su calidad de accionista de la sociedad denominada SGN Marketing S.A., hoy Innergy Soluciones Energéticas S.A., constituyó fianza para garantizar el cumplimiento de las obligaciones de pago que pudiera tener Innergy Soluciones Energéticas S.A., con YPF S.A., en virtud del Contrato de Suministro de Gas Natural. Dicha garantía se encuentra limitada al monto de participación accionaria de Gasco S.A. en dicha sociedad, esto es al 60%.

Gas Natural Chile S.A.

34.1.3.- Aval de Gas Natural Chile S.A. a Gas Sur S.A.

Con fecha 29 de diciembre de 2011 Gasco S.A. se constituyó en fiador y codeudor solidario de Gas Sur para garantizar a BBVA CHILE, el cumplimiento de obligaciones por la suma de M\$ 6.500.000. Debido al proceso de división de los negocios de la empresa Gasco S.A., la Fianza y Codeuda de Gasco S.A. descrita más arriba fue cedida a Gas Natural Chile S.A. por instrumento de escritura pública de fecha 30 de Junio del 2016, constituyéndose este último como el nuevo Fiador y Codeudor de dicha obligación que Gas Sur mantiene con BBVA Chile.



35.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL.

La distribución de personal del Grupo CGE es la siguiente para el período terminado al 30 de junio de 2016 y ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015 es la siguiente:

Subsidiaria / área	30-06-2016				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Compañía General de Electricidad S.A.	16	186	29	231	210
CGE Distribución S.A.	2	363	590	955	964
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	0	90	257	347	348
CGE Magallanes S.A.	8	75	105	188	187
Emel Atacama S.A.	0	66	145	211	210
Emel Norte S.A.	0	110	342	452	455
CGE Argentina S.A.	28	237		265	265
Transnet S.A.	0	95	67	162	165
Gas Natral Chile S.A.	38	371	511	920	948
Tecnet S.A.	0	108	755	863	854
Comercial y Logística General S.A.	0	44	54	98	97
Transformadores Tusan S.A.	6	70	208	284	286
Inversiones y Gestión S.A.	1	4	7	12	13
Sociedad de Computación Binaria S.A.		81	45	126	126
Novanet S.A.	0	45	61	106	109
Total	99	1.945	3.176	5.220	5.237

Subsidiaria / área	31-12-2015				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Compañía General de Electricidad S.A.	13	155	20	188	151
CGE Distribución S.A.	3	490	481	974	919
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y subsidiaria	0	137	338	475	453
CGE Magallanes S.A. y subsidiarias	8	75	105	188	186
Emel Norte S.A. y subsidiarias	2	121	343	466	544
CGE Argentina S.A. y subsidiarias	28	237		265	265
Transnet S.A.	5	95	67	167	215
Gasco S.A. y subsidiarias	32	379	495	906	914
Tecnet S.A.	5	106	742	853	880
Comercial y Logística General S.A.	1	40	54	95	83
Transformadores Tusan S.A. y subsidiarias	6	72	204	282	280
Inversiones y Gestión S.A.	3	5	7	15	39
Sociedad de Computación Binaria S.A.	0	77	45	122	108
Novanet S.A. y subsidiaria	0	69	176	245	225
Total	106	2.058	3.077	5.241	5.262



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.

Gasco S.A., así como cada una de sus subsidiarias, cumplen con la normativa y legislación ambiental establecida para las empresas que operan en el sector de energía, particularmente en la industria del gas. Así, este compromiso con el medio ambiente a lo largo de su historia se ha traducido en acciones como mejoramiento continuo de sus procesos de fabricación de gas de ciudad, utilización comercial de biogás proveniente de basurales, interconexiones gasíferas con Argentina y la construcción de un terminal marítimo modelo para la importación de gas licuado al país en la Bahía de Quintero, a través del cual importa gas licuado con los estándares correspondientes.

Por otro lado, Gasco S.A. y sus subsidiarias se encuentran haciendo importantes esfuerzos técnicos, comerciales y comunicacionales de modo de masificar en Chile el uso de gas como combustible vehicular y marino. A nivel mundial, el gas licuado es utilizado con éxito en 10 millones de vehículos, mientras que el gas natural comprimido (GNC) es usado en 5 millones de vehículos. Su uso como combustible trae consigo grandes beneficios ambientales tanto en emisiones reguladas (CO, NOx, material particulado) como en las no reguladas (benceno, tolueno, xileno, aldehídos, etc.), en relación a los combustibles tradicionales que desplaza.

Respecto a la subsidiaria Metrogas S.A., esta se encuentra desarrollando el Biogás en Chile. Este proyecto tiene un carácter emblemático en el ámbito del aprovechamiento de las energías renovables no convencionales. Entre los principales beneficios destacan el aumento de la eficiencia energética, dado que se está aprovechando energía (calor), que antes simplemente se quemaba, para desplazar el uso de combustibles fósiles que actualmente se requieren para producir Gas de Ciudad – aproximadamente 500.000 MMBtu. Lo anterior supone una reducción de gases de efecto invernadero (GEI) de aproximadamente 22.300 Ton de CO₂eq anuales. Se reducirán también las emisiones asociadas de Material Particulado y NOx, y de azufre.

El siguiente es el detalle de los desembolsos efectuados y que se efectuarán relacionados con normas de medioambiente para el período terminado al 30 de junio de 2016 y ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015:



Al 30 de junio 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.	Estimación de Emisiones RETC	Estimación y declaración de emisiones gaseosas según Decreto Supremo N°138, Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes	Gasto	Asesoría medio ambiente	1.531	31-05-2016
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	12.819	30-06-2016
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Evaluación Calidad de Aire CTP	Monitoreos según compromisos ambientales de resoluciones de calificaciones ambientales N°286/2002, "Instalación y Operación TG SOLAR TITAN 130 de 14 MW"; N°052/2006, "Instalación y Operación TG GE-10B/1"y N°144/2007, "Instalación y Operación TG SOLAR TITAN 130".	Gasto	Asesoría medio ambiente	10.203	30-09-2016
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	11.551	31-12-2016
Transnet S.A.	SE Papelera	Entrega restos arqueológicos	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	213	20-05-2016
Transnet S.A.	SE Papelera	Entrega restos arqueológicos	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	213	03-03-2016
Transnet S.A.	SE Papelera	Compra adhesivos	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	265	01-04-2016
Transnet 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
Transnet 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
Transnet 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
Transnet 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
Transnet S.A.	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	Adenda 2	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	2.081	11-03-2016
Transnet S.A.	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	Adenda 2	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	892	16-02-2016
Transnet S.A.	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	DIA	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	4.873	19-05-2016
Transnet S.A.	Ampliación SE Fátima	Estudios aves rapaces	Activo	Ampliación SE Fátima	1.615	05-04-2016
Transnet S.A.	Ampliación SE Fátima	Calificación industrial	Activo	Ampliación SE Fátima	660	15-02-2016
Transnet S.A.	SE Los Peumos 220/66 kV	Auditoría ambiental	Activo	SE Los Peumos 220/66 kV	2.250	15-06-2016
Transnet S.A.	SE Los Peumos 220/66 kV	Auditoría ambiental	Activo	SE Los Peumos 220/66 kV	2.501	03-05-2016
Transnet S.A.	SE Los Peumos 220/66 kV	Auditoría ambiental	Activo	SE Los Peumos 220/66 kV	2.501	01-04-2016
Transnet S.A.	SE Los Peumos 220/66 kV	Auditoría ambiental	Activo	SE Los Peumos 220/66 kV	2.501	01-03-2016
Transnet S.A.	SE Los Peumos 220/66 kV	Auditoría ambiental	Activo	SE Los Peumos 220/66 kV	2.501	02-02-2016
Transnet S.A.	SE Los Peumos 220/66 kV	Auditoría ambiental	Activo	SE Los Peumos 220/66 kV	2.501	05-01-2016
Transnet S.A.	SE Los Peumos 220/66 kV	Monitoreo arqueológico	Activo	SE Los Peumos 220/66 kV	331	08-03-2016
Transnet S.A.	SE Los Peumos 220/66 kV	Monitoreo arqueológico	Activo	SE Los Peumos 220/66 kV	442	10-02-2016
Transnet 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
Transnet S.A.	SE El Peñón	Manejo de flora en conservación	Activo	SE El Peñón	2.553	08-06-2016
Transnet S.A.	LT Santa Marta Padre Hurtado	Auditoría RCA	Activo	LT Santa Marta Padre Hurtado	4.163	11-01-2016
Transnet S.A.	Subestación Seccionadora Lota	Revisión RCA y sistematización de compromisos	Activo	SE Lota	2.795	11-02-2016



Al 30 de junio 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
Transnet S.A.	Subestación Seccionadora Santa Luisa	Adicional Arquitectura para Tramitación sectorial PAS 160	Activo	SE Santa Luisa	768	02-02-2016
Transnet S.A.	Subestación Seccionadora Santa Luisa	Monitoreo de ruido	Activo	SE Santa Luisa	574	11-01-2016
Transnet S.A.	Subestación Seccionadora Santa Luisa	Monitoreo de ruido	Activo	SE Santa Luisa	574	02-02-2016
Transnet S.A.	Subestación Seccionadora Lota	Adenda complementaria	Activo	SE Lota	851	18-01-2016
Transnet S.A.	Subestación Seccionadora Santa Luisa	Tramitación IFC	Activo	SE Santa Luisa	326	18-04-2016
Transnet 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
Transnet S.A.	Sistema de Transmisión 220/110kV Copayapu Galleguillos	Medición CEM	Activo	LT 2x220 kV Copayapu-Galleguillos	1.355	02-05-2016
Transnet 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
Transnet 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
Transnet 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
Transnet 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
Transnet 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
Transnet S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Cartografía y procesamiento datos	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	450	05-07-2016
Transnet S.A.	Sistema de Transmisión 220/110kV Copayapu Galleguillos	Monitoreo PTAS	Activo	LT 2x220 kV Copayapu-Galleguillos	443	03-06-2016
Totales					114.230	



Al 31 de diciembre de 2015.

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o ítem de gasto	Monto del desembolso M\$	Fecha cierta o estimada en que los desembolsos a futuro serán efectuados
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Estimación de emisiones RETC	Estimación y declaración de emisiones gaseosas según Decreto Supremo Nº138, Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes	Gasto	Asesoría medio ambiente	1.493	01-06-2015
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Evaluaciones calidad de aire CTP	Monitoreos según compromisos ambientales de resoluciones de calificaciones ambientales Nº286/2002, "Instalación y Operación TG SOLAR TITAN 130 de 14 MW"; Nº052/2006, "Instalación y Operación TG GE-10B/1" y Nº144/2007, "Instalación y Operación TG SOLAR TITAN 130".	Gasto	Asesoría medio ambiente	5.349	31-12-2015
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría Jurídico - Ambiental	Asesoría mensual en regulaciones ambientales.	Gasto	Asesoría medio ambiente	592	31-12-2015
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	10.338	31-12-2015
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Estudio ingeniería acústica CTP	Estudios ingeniería básica y de detalle, control acústico CTP	Gasto	Asesoría medio ambiente	2.973	31-12-2015
Transnet S.A.	Ampliación S/E Fátima	Adicional rescate reptiles	Activo	S/E Fátima	519	16-04-2015
Transnet S.A.	Ampliación S/E Fátima	Rescate reptiles	Activo	S/E Fátima	4.914	20-04-2015
Transnet S.A.	Ampliación S/E Fátima	Rescate reptiles	Activo	S/E Fátima	4.914	25-03-2015
Transnet S.A.	Ampliación S/E Fátima	Cambio uso de suelo	Activo	S/E Fátima	1.251	04-05-2015
Transnet S.A.	Ampliación S/E Fátima	Cambio uso de suelo	Activo	S/E Fátima	1.251	06-04-2015
Transnet S.A.	Ampliación S/E Fátima	Cambio uso de suelo	Activo	S/E Fátima	626	13-10-2015
Transnet S.A.	Ampliación S/E Fátima	Adicional cambio uso de suelo. Pago arancel	Activo	S/E Fátima	76	14-10-2015
Transnet S.A.	Ampliación S/E Fátima	Calificación industrial	Activo	S/E Fátima	440	01-10-2015
Transnet S.A.	Ampliación S/E Fátima	Estudio aves rapaces	Activo	S/E Fátima	1.211	05-06-2015
Transnet S.A.	Ampliación S/E Fátima	Estudio aves rapaces	Activo	S/E Fátima	1.211	14-05-2015
Transnet S.A.	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	Adicional DIA. Estudios Adenda 1	Activo	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	13.125	14-12-2015
Transnet S.A.	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	Adicional DIA. Estudios Adenda 2	Activo	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	5.625	05-11-2015
Transnet S.A.	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	Adicional DIA. Radiodifusión	Activo	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	350	13-10-2015
Transnet S.A.	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	Adicional DIA. PAS 132	Activo	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	1.876	17-08-2015
Transnet S.A.	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	Adicional DIA. Ampliación línea base	Activo	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	9.036	01-07-2015
Transnet S.A.	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	Adicional DIA. Ampliación línea base	Activo	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	3.872	12-05-2015
Transnet S.A.	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	Adicional DIA. Gastos arqueología	Activo	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	120	22-04-2015
Transnet S.A.	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	DIA	Activo	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	16.393	01-09-2015
Transnet S.A.	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	DIA	Activo	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	11.519	06-04-2015
Transnet S.A.	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	DIA	Activo	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	11.519	18-03-2015
Transnet S.A.	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	Monitoreo aves	Activo	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	3.261	04-02-2015
Transnet S.A.	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	Adicional rescate arq. Sondeo SE I. de Maipo	Activo	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	1.990	03-08-2015
Transnet S.A.	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	Adicional rescate arq. Sondeo SE I. de Maipo	Activo	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	1.990	13-07-2015
Transnet S.A.	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	Rescate arqueológico	Activo	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	1.729	09-01-2015
Transnet S.A.	S/E Los Peumos	Monitoreo arqueológico	Activo	S/E Los Peumos	3.203	16-09-2015



Al 31 de diciembre de 2015. (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
Transnet S.A.	S/E Los Peumos	Monitoreo arqueológico	Activo	S/E Los Peumos	2.982	05-11-2015
Transnet S.A.	S/E Los Peumos	Monitoreo arqueológico	Activo	S/E Los Peumos	1.546	11-11-2015
Transnet S.A.	S/E Los Peumos	Monitoreo arqueológico	Activo	S/E Los Peumos	1.325	09-12-2015
Transnet S.A.	S/E Los Peumos	IFC para caseta de comando	Activo	S/E Los Peumos	1.307	17-07-2015
Transnet S.A.	S/E Los Peumos	Adicional DIA	Activo	S/E Los Peumos	1.994	13-01-2015
Transnet S.A.	S/E Los Peumos	DIA	Activo	S/E Los Peumos	4.007	03-07-2015
Transnet S.A.	S/E Los Peumos	DIA	Activo	S/E Los Peumos	2.862	10-02-2015
Transnet S.A.	S/E Los Peumos	Auditoría RCA	Activo	S/E Los Peumos	2.500	06-10-2015
Transnet S.A.	S/E Los Peumos	Auditoría RCA	Activo	S/E Los Peumos	2.500	04-11-2015
Transnet S.A.	S/E Los Peumos	Auditoría RCA	Activo	S/E Los Peumos	2.500	15-12-2015
Transnet S.A.	S/E El Peñón	Consulta de Pertinencia	Activo	S/E El Peñón	911	11-11-2015
Transnet S.A.	S/E El Peñón	Consulta de Pertinencia	Activo	S/E El Peñón	911	01-12-2015
Transnet S.A.	S/E El Peñón	Auditoría RCA	Activo	S/E El Peñón	522	02-10-2015
Transnet S.A.	S/E El Peñón	Auditoría RCA	Activo	S/E El Peñón	522	16-09-2015
Transnet S.A.	S/E El Peñón	Auditoría RCA	Activo	S/E El Peñón	487	06-08-2015
Transnet S.A.	S/E El Peñón	Auditoría RCA	Activo	S/E El Peñón	487	09-07-2015
Transnet S.A.	S/E El Peñón	Auditoría RCA	Activo	S/E El Peñón	487	17-06-2015
Transnet S.A.	S/E El Peñón	Manejo flora	Activo	S/E El Peñón	1.393	01-06-2015
Transnet S.A.	S/E El Peñón	Colecta semillas	Activo	S/E El Peñón	164	01-07-2015
Transnet S.A.	S/E El Peñón	Colecta semillas	Activo	S/E El Peñón	1.475	20-04-2015
Transnet S.A.	S/E El Peñón	Adicional DIA. Adenda complementaria	Activo	S/E El Peñón	3.123	20-02-2015
Transnet S.A.	S/E El Peñón	Adicional DIA. Geophytas	Activo	S/E El Peñón	674	13-01-2015
Transnet S.A.	S/E El Peñón	DIA	Activo	S/E El Peñón	5.492	16-04-2015
Transnet S.A.	LT Molina - Curicó	Informe pertinencia	Activo	LT Molina - Curicó	7.120	19-03-2015
Transnet S.A.	LT El Peñón - Ovalle	Evaluación componentes ambientales	Activo	LT El Peñón - Ovalle	2.620	06-04-2015
Transnet S.A.	S/E San Fernando	DIA	Activo	S/E San Fernando	7.547	01-12-2015
Transnet S.A.	S/E San Fernando	DIA	Activo	S/E San Fernando	6.038	02-10-2015
Transnet S.A.	S/E San Fernando	DIA	Activo	S/E San Fernando	1.509	20-07-2015
Transnet S.A.	S/E San Fernando	DIA	Activo	S/E San Fernando	9.057	01-07-2015
Transnet S.A.	S/E San Fernando	DIA	Activo	S/E San Fernando	6.038	05-06-2015
Transnet S.A.	S/E San Fernando	Adicional DIA: Radiodifusión	Activo	S/E San Fernando	100	13-10-2015
Transnet S.A.	S/E San Fernando	Consulta de Pertinencia	Activo	S/E San Fernando	1.761	03-06-2015
Transnet S.A.	Apoyo S/E Maule	Auditoría RCA	Activo	Apoyo S/E Maule	712	03-08-2015
Transnet S.A.	Apoyo S/E Maule	Auditoría RCA	Activo	Apoyo S/E Maule	1.054	13-07-2015
Transnet S.A.	Apoyo S/E Maule	Auditoría RCA	Activo	Apoyo S/E Maule	1.745	03-07-2015
Transnet S.A.	Subestación Seccionadora Santa Luisa	Adicional. PAS 160	Activo	SE Santa Luisa	2.050	13-01-2015
Transnet S.A.	Subestación Seccionadora Santa Luisa	Adicional. Radiodifusión	Activo	SE Santa Luisa	222	18-03-2015
Transnet S.A.	Subestación Seccionadora Santa Luisa	Adicional. Reunión con autoridad	Activo	SE Santa Luisa	404	01-04-2015
Transnet S.A.	Subestación Seccionadora Santa Luisa	Elaboración y Tramitación DIA: EP4	Activo	SE Santa Luisa	1.466	01-04-2015
Transnet S.A.	Subestación Seccionadora Santa Luisa	Revisión de RCA y sistematización de compromiso: EP5	Activo	SE Santa Luisa	2.199	15-06-2015



Al 31 de diciembre de 2015. (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
Transnet S.A.	Subestación Seccionadora Santa Luisa	Tramitación sectorial PAS 160 EP1	Activo	SE Santa Luisa	761	01-10-2015
Transnet S.A.	Sistema de Transmisión 220/110kV Copayapu Galleguillos	IFC para casetas de control	Activo	LT 2x220 kV Copayapu-Galleguillos	638	18-05-2015
Transnet S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Radiodifusión comuna Los Álamos	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	267	14-01-2015
Transnet S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Radiodifusión comuna Curanilahue	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	107	14-01-2015
Transnet S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Radiodifusión comuna Arauco	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	92	14-01-2015
Transnet S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Adicional. Cambio trazado predio Amoyao	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	3.516	14-01-2015
Transnet S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Adicional. Ampliación de faja para PAS 148 - 149	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	4.491	18-03-2015
Transnet S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Elaboración y Tramitación DIA: EP2	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	15.798	07-05-2015
Transnet S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Adicional. Segunda campaña de fauna (estival)	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	7.285	07-05-2015
Transnet S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Adenda complementaria	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	8.076	15-07-2015
Transnet S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Revisión RCA y sistematización de compromisos: EP3	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	23.697	16-11-2015
Transnet S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Medición campos electromagnéticos	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	2.061	13-01-2015
Transnet S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Elaboración de documentos DIA: EP1	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	9.430	16-11-2015
Transnet S.A.	Búsqueda predios reforestación nativa	Búsqueda predios nativos: EP1	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	625	03-08-2015
Transnet S.A.	Búsqueda predios reforestación forestal	Búsqueda predios forestales: EP1	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	2.164	05-08-2015
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Reforestación del predio Los Alpes	Activo	LT Loncoche Villarrica	13.793	15-10-2015
Transnet S.A.	LT Santa Marta Padre Hurtado	Auditoría RCA	Activo	LT Santa Marta Padre Hurtado	4.163	06-10-2015
Transnet S.A.	LT El Nevado Santa Elvira	Estudio de impacto acústico	Activo	LT El Nevado Santa Elvira	1.461	06-07-2015
Transnet S.A.	Subestación Seccionadora Santa Clara	Consulta de Pertinencia	Activo	Subestación Seccionadora Santa Clara	1.814	09-12-2015
Transnet S.A.	Subestación Seccionadora Lota	Elaboración y Tramitación DIA: EP1	Activo	SE Lota	5.591	17-06-2015
Transnet S.A.	Subestación Seccionadora Lota	Elaboración y Tramitación DIA: EP2	Activo	SE Lota	13.046	06-07-2015
Transnet S.A.	Subestación Seccionadora Lota	Adicional. Aviso radial	Activo	SE Lota	129	19-08-2015
Transnet S.A.	Subestación Seccionadora Lota	Elaboración y Tramitación DIA: EP3	Activo	SE Lota	1.793	02-11-2015
Transnet S.A.	LT 110 kV Loncoche-Villarrica, Segundo Circuito	Asesoría Técnica a Postulación a subsidios habitacionales y Derecho Real de uso Comunitarios Cabrapán y Antillanca.	Activo	LT 110 kV Loncoche-Villarrica, Segundo Circuito.	2.217	08-01-2015
Transnet S.A.	LT 110 kV Loncoche-Villarrica, Segundo Circuito	Depósito a Subsidios Habitacionales y Derecho Real de Uso comunitarios Cabrapán y Antillanca	Activo	LT 110 kV Loncoche-Villarrica, Segundo Circuito.	506	05-02-2015
Totales					338.100	



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

37.1.- Bienes del rubro propiedades planta y equipos.

El Grupo CGE clasifica como activos no corrientes mantenidos para la venta la decisión de vender la propiedad ubicada en 6 Sur N° 1936 y 1950, Talca, en la actualidad de propiedad de la subsidiaria Transnet S.A.

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, 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\$ 439.663.

37.2.- Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.

Con fecha 30 de Junio de 2016 la Sociedad y la subsidiaria Metrogas S.A. comunicaron a la Superintendencia de Valores y Seguros mediante un hecho esencial que con fecha 29 de junio de 2016, la filial Aproveionadora Global de Energía S.A. suscribió con Enagas Chile SpA un acuerdo para la venta de la totalidad de su 20% de participación accionaria en la sociedad GNL Quintero S.A., de acuerdo a lo convenido, el precio de la venta asciende a la suma de US\$200.000.000.. La operación está sujeta al posible ejercicio del derecho de adquisición preferente del resto de accionistas de GNL Quintero, S.A., de acuerdo con el correspondiente pacto de accionistas y se perfeccionará durante el año en curso.

De acuerdo a lo anterior Aproveionadora Global de Energía S.A. clasifica como activos no corrientes mantenidos para la venta la inversión en la Sociedad GNL Quintero S.A., ya que se ha tomado la decisión de vender dicha inversión. Este activo se encuentra valorizado al menor valor entre su costo y su valor estimado de realización que asciende a M\$ 4.827.927.

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

Con fecha 18 de diciembre de 2015, el Directorio de Compañía General de Electricidad S.A. ("CGE") tomó conocimiento, a través de una carta recibida de su accionista controlador, Gas Natural Fenosa Chile SpA ("GNF"), de la suscripción con fecha 18 de diciembre de 2015 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, cuyos pasos y aspectos principales se exponen a continuación (el "Contrato o Acuerdo"):

1. GNF y Familia Pérez Cruz se obligaron a realizar todas las acciones o aquello que fuera necesario para que una junta extraordinaria de accionistas de Gasco (la "Junta") acuerde su división en dos sociedades anónimas: una dedicada al desarrollo de los negocios de gas natural ("Gasco GN") y la otra dedicada al desarrollo de los negocios de gas petróleo ("Gasco



GLP o Gasco S.A., y sus negocios como GLP”) (ambas sociedades divididas se denominarán las “Sociedades Resultantes”). Tanto la Familia Pérez Cruz como GNF se obligaron, por sí y como promesa de hecho ajeno, a concurrir y que sus personas relacionadas concurren a la Junta y voten en ella favorablemente a la proposición de división.

2. La determinación respecto a cuál será la sociedad continuadora legal de Gasco se realizará a más tardar a la fecha en que se cite la Junta, sujeto a la procedencia a que Gasco GN no asuma solidaridad de pago establecida en los distintos contratos de emisión de bonos de Gasco S.A. en caso de su división. En caso contrario, el negocio de GLP será asignado a la nueva sociedad resultante de la división.
3. En todo caso, en cualquiera de los casos, será la sociedad a que se le asigne los negocios de gas licuado petróleo y afines la que seguirá bajo la razón social de Gasco S.A.
4. Se propondrá a los accionistas asignar a Gasco todos los activos relacionados directa o indirectamente con el negocio de GLP, incluyendo todos los bienes muebles, existencias, inventarios, posiciones contractuales, cuentas por cobrar e inmuebles de cualquier naturaleza de Gasco S.A., que sean parte del negocio de GLP, incluidas las participaciones accionarias de todas las sociedades referidas al negocio de GLP. También se le asignarán los activos que no estén relacionados directa o indirectamente con el negocio de GLP ni con el negocio de gas natural. Adicionalmente, se le asignará, entre otros, la unidad de negocios Gasco Magallanes. Finalmente se le asignará una parte de los activos que están relacionados directa e indirectamente tanto con el negocio de GLP como con el negocio de gas natural que se detallan en el Acuerdo.
5. A Gasco GN se asignarán todos los activos relacionados directa o indirectamente con el negocio del gas natural, incluyendo las participaciones accionarias de todas las sociedades referidas a GN. También se le asignará una parte de los activos que están relacionados directa e indirectamente tanto con el negocio de GLP como con el negocio de GN que se detallan en el Acuerdo.
6. Se propondrá también que, en caso que todo o parte de los activos no puedan ser asignados a Gasco en la división, los mismos permanezcan en Gasco GN y ésta los entregue posteriormente a Gasco en las condiciones que la Junta determine. Asimismo, a cada una de las Sociedades Resultantes se le adjudicarán los pasivos que se indican en el Acuerdo.
7. En la Junta se propondrá que cada una de las sociedades resultantes, esto es, Gasco GN y Gasco, sean recíprocamente obligadas a indemnizarse por reclamos recíprocos o de terceros, u otros que se presenten en su contra respecto de activos y pasivos asignados a la otra con el fin de que cada negocio soporte sus propias contingencias, riesgos y beneficios.
8. Una vez perfeccionada la división y producida la entrega de las acciones a los accionistas de la sociedad que nazca de la división – que será el mismo número de acciones de la sociedad dividida-, se solicitará la inscripción de la nueva sociedad y de sus acciones en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros.
9. Efectuada la inscripción referida en el número anterior, GNF y la Familia Pérez Cruz, respectivamente, directamente o a través de personas relacionadas, lanzarán sendas ofertas públicas de adquisición de acciones (“OPAs”) conforme a la legislación de Valores vigente, para adquirir hasta el 100% de las acciones de Gasco GN y de Gasco, y comprometiéndose a acudir a la OPA lanzada por la otra parte, según corresponda.



10. Las partes han valorizado las Sociedades Resultantes en los siguientes precios base considerando que cada Sociedad Resultante tendría el mismo número actual de acciones que Gasco S.A. y considerando que los Bonos y Gasco Magallanes se asignan a Gasco:
Gasco: \$1.754 por acción
Gasco GN: \$3.546 por acción
11. Ahora bien, las partes han valorizado las Sociedades Resultantes en los siguientes precios base, considerando que cada Sociedad Resultante tendría el mismo número actual de acciones que Gasco S.A. y considerando que los Bonos y Gasco Magallanes se asignan a Gasco GN:
Gasco: \$ 2.100 por acción
Gasco GN: \$3.200 por acción
12. Dichos precios por acción serán ajustados por las partes, entre otros, por efecto de los dividendos pagados por Gasco S.A., o por Gasco GN o Gasco, o por causa de hechos producidos a partir del 31 de diciembre de 2015.
13. Por último, GNF ha informado a este directorio que está considerando, una vez perfeccionada la OPA sobre Gasco GN, distintas formas de mejorar la organización y entre ellas, proponer a las juntas de accionistas respectivas, la fusión de Gasco GN, CGE y GNF teniendo en cuenta el precio pagado en la OPA sobre CGE.
14. De esta forma y como consecuencia de esta reorganización resultará en que el negocio de gas natural y el negocio de gas licuado de petróleo sean desarrollados por sociedades independientes, con controladores distintos, teniendo cada uno de los actuales accionistas de Gasco S.A. la facultad de decidir libremente si permanecer en ambas sociedades, en sólo una de ellas o enajenar su participación en ambas.

El plazo de materialización ha sido estimado 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 ha procedido 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).



- a) A continuación se presentan los rubros de activos y pasivos mantenidos para la venta al 30 de junio de 2016:

**ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
Al 30 de junio de 2016.
(Expresado en miles de pesos chilenos (M\$))**

ACTIVOS	Nota	Sin Gasco GLP	Con Gasco GLP	Disponible para la venta M\$
		30-06-2016 M\$	30-06-2016 M\$	
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y equivalentes al efectivo.		63.687.175	85.418.274	21.731.099
Otros activos financieros.			18.336	18.336
Otros activos no financieros.		6.247.483	6.963.434	715.951
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.		453.003.973	493.174.457	40.170.484
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.		1.989.808	9.654.166	7.664.358
Inventarios.		26.918.186	73.076.071	46.157.885
Activos por impuestos.		3.328.969	4.573.195	1.244.226
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.		5.267.590	5.267.590	
Total activos corrientes		560.443.184	678.145.523	117.702.339
ACTIVOS NO CORRIENTES				
Otros activos financieros.		178.683	217.531	38.848
Otros activos no financieros.		878.933	954.107	75.174
Cuentas por cobrar.		14.462.186	18.650.510	4.188.324
Inventario.		1.572.301	1.572.301	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.		4.102.908	4.102.908	
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.		36.091.795	39.071.534	2.979.739
Activos intangibles distintos de la plusvalía.		274.832.179	275.859.896	1.027.717
Plusvalía.		264.181.617	272.375.284	8.193.667
Propiedades, planta y equipo.		2.500.423.001	3.026.161.615	525.738.614
Propiedad de inversión.		8.326.770	8.326.770	
Activos por impuestos diferidos.		19.386.640	23.053.459	3.666.819
Total activos no corrientes		3.124.437.013	3.670.345.915	545.908.902
Total activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.		3.684.880.197	4.348.491.438	663.611.241



ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
Al 30 de junio de 2016.
(Expresado en miles de pesos chilenos (M\$))

PASIVOS	Nota	Sin Gasco GLP	Con Gasco GLP	Disponible para la venta M\$
		30-06-2016 M\$	30-06-2016 M\$	
PASIVOS CORRIENTES				
Otros pasivos financieros.		63.770.868	125.869.923	62.099.055
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar		287.080.093	369.319.717	82.239.624
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.		25.335.844	26.505.184	1.169.340
Otras provisiones.		14.847.525	15.319.141	471.616
Provisiones por beneficios a los empleados.		444.203	950.283	506.080
Otros pasivos no financieros.		19.967.920	22.819.309	2.851.389
Total pasivos corrientes		411.446.453	560.783.557	149.337.104
PASIVOS NO CORRIENTES				
Otros pasivos financieros.		1.192.238.917	1.397.329.301	205.090.384
Cuentas por pagar.		546.234	546.234	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.		3.740.952	3.740.952	
Otras provisiones.		1.540.449	1.540.449	
Pasivo por impuestos diferidos.		353.545.713	431.493.916	77.948.203
Provisiones por beneficios a los empleados.		35.978.525	44.808.133	8.829.608
Otros pasivos no financieros.			2.123.113	2.123.113
Total pasivos no corrientes		1.587.590.790	1.881.582.098	293.991.308
Total pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta.		1.999.037.243	2.442.365.655	443.328.412



- b) A continuación se presenta la apertura de los ingresos y gastos de las operaciones discontinuadas en el Estado Consolidado de Resultados por Función por los períodos terminados al 30 de junio de 2016 y 2015:

ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS POR FUNCION
Al 30 de junio de 2016 y 2015.
(Expresado en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	del al Nota	Sin Gasco GLP		Con Gasco GLP		Operación Discontinuada	
		01-01-2016 30-06-2016 M\$	01-01-2015 30-06-2015 M\$	01-01-2016 30-06-2016 M\$	01-01-2015 30-06-2015 M\$	01-01-2016 30-06-2016 M\$	01-01-2015 30-06-2015 M\$
Ingresos de actividades ordinarias.		1.065.333.521	1.008.249.592	1.289.368.583	1.198.345.259	224.035.062	190.095.667
Costo de ventas		(853.123.035)	(811.209.783)	(1.017.527.605)	(956.677.871)	(164.404.570)	(145.468.088)
Ganancia bruta		212.210.486	197.039.809	271.840.978	241.667.388	59.630.492	44.627.579
Otros ingresos, por función.		1.265.431	1.561.530	1.371.557	2.573.528	106.126	1.011.998
Costos de distribución.		0	0	(7.896.858)	(7.762.881)	(7.896.858)	(7.762.881)
Gasto de administración.		(84.185.385)	(73.157.286)	(95.226.671)	(85.095.677)	(11.041.286)	(11.938.391)
Otros gastos, por función.		(4.751.802)	(5.100.531)	(6.929.345)	(6.902.102)	(2.177.543)	(1.801.571)
Otras ganancias (pérdidas).		1.884.569	(3.471.794)	1.074.716	(3.786.817)	(809.853)	(315.023)
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.		126.423.299	116.871.728	164.234.377	140.693.439	37.811.078	23.821.711
Ingresos financieros.		4.168.952	6.123.745	4.642.243	6.999.891	473.291	876.146
Costos financieros.		(36.989.013)	(32.731.572)	(44.333.680)	(40.496.261)	(7.344.667)	(7.764.689)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.		8.411.591	7.321.362	8.575.378	7.318.013	163.787	(3.349)
Diferencias de cambio.		(653.689)	(421.049)	(425.148)	(416.873)	228.541	4.176
Resultados por unidades de reajuste.		(8.999.918)	(11.821.051)	(11.363.026)	(13.876.398)	(2.363.108)	(2.055.347)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto		92.361.222	85.343.163	121.330.144	100.221.811	28.968.922	14.878.648
Gasto por impuestos a las ganancias.		(24.354.059)	(11.880.752)	(30.399.573)	(16.685.463)	(6.045.514)	(4.804.711)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.		68.007.163	73.462.411	90.930.571	83.536.348	22.923.408	10.073.937
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.		22.923.408	10.073.937			(22.923.408)	(10.073.937)
Ganancia (pérdida)		90.930.571	83.536.348	90.930.571	83.536.348	0	0
Ganancia (pérdida) atribuible a							
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.		49.906.244	54.473.468	49.906.244	54.473.468	0	0
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras		41.024.327	29.062.880	41.024.327	29.062.880	0	0
Ganancia (pérdida)		90.930.571	83.536.348	90.930.571	83.536.348	0	0

- c) A continuación se presenta la apertura del Estado Consolidado de Flujo de Efectivo Directo de acuerdo a las operaciones discontinuadas por los períodos terminados al 30 de junio de 2016 y 2015:

ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO
Al 30 de junio de 2016 y 2015.
(Expresado en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	Sin Gasco GLP		Con Gasco GLP		Operación Discontinuada	
	01-01-2016 30-06-2016 M\$	01-01-2015 30-06-2015 M\$	01-01-2016 30-06-2016 M\$	01-01-2015 30-06-2015 M\$	01-01-2016 30-06-2016 M\$	01-01-2015 30-06-2015 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.	1.385.436.490	1.145.669.843	1.645.704.006	1.380.914.029	260.267.516	235.244.186
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas.	2.320.015		2.320.015			
Otros cobros por actividades de operación.	10.206.085	7.021.951	10.206.085	7.021.951		
Clases de pagos						
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.	(1.059.215.814)	(934.676.986)	(1.238.560.628)	(1.118.191.502)	(179.344.814)	(183.514.516)
Pagos a y por cuenta de los empleados.	(66.111.967)	(70.067.301)	(81.044.847)	(85.735.715)	(14.932.880)	(15.668.414)
Otros pagos por actividades de operación.	(45.270.848)	(26.201.501)	(58.777.166)	(38.452.819)	(13.506.318)	(12.251.318)
Otros cobros y pagos de operación						
Dividendos pagados.	(18.897.504)	(12.601.454)	(18.897.504)	(12.601.454)		
Dividendos recibidos.	8.505.623	10.654.443	2.658.561		(5.847.062)	(10.654.443)
Intereses pagados.	(1.334.157)	(590.408)	(1.334.157)	(1.767.928)		(1.177.520)
Intereses recibidos.	3.950.977	2.766.706	4.388.152	3.217.556	437.175	450.850
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).	(10.131.080)	(5.932.676)	(18.336.486)	(5.767.011)	(8.205.406)	165.665
Otras entradas (salidas) de efectivo.	1.920.099	(8.023.956)	1.305.544	(8.437.931)	(614.555)	(413.975)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	211.377.919	108.018.661	249.631.575	120.199.176	38.253.656	12.180.515
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión						
Flujos de efectivo utilizados en la compra de participaciones no controladoras.		(50.736)		(23.852.678)		(23.801.942)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.	420.415	45.303	570.921	272.193	150.506	226.890
Compras de propiedades, planta y equipo.	(95.153.398)	(70.190.767)	(107.579.366)	(86.322.156)	(12.425.968)	(16.131.389)
Compras de activos intangibles.	(4.871.180)	(12.898.360)	(4.895.866)	(12.966.416)	(24.686)	(68.056)
Importes procedentes de otros activos a largo plazo.		806.768		806.768		
Otras entradas (salidas) de efectivo.	724.997	(17.842.303)	722.596	236.100	(2.401)	18.078.403
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(98.879.166)	(100.130.095)	(111.181.715)	(121.826.189)	(12.302.549)	(21.696.094)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación						
Total importes procedentes de préstamos.	386.634.441	410.232.170	463.381.658	554.732.894	76.747.217	144.500.724
- Importes procedentes de préstamos de largo plazo.	6.028.073	5.592.492	10.092.553	24.428.903	4.064.480	18.836.411
- Importes procedentes de préstamos de corto plazo.	380.606.368	404.639.678	453.289.105	530.303.991	72.682.737	125.664.313
Préstamos de entidades relacionadas.		135.970.680				(135.970.680)
Pagos de préstamos.	(430.511.820)	(378.581.478)	(514.587.872)	(494.267.292)	(84.076.052)	(115.685.814)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros.		(3.886.532)	(223.394)	(4.629.071)	(223.394)	(742.539)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.		(152.444.763)				152.444.763
Dividendos pagados.	(9.939.595)	(8.825.496)	(18.573.110)	(22.729.928)	(8.633.515)	(13.904.432)
Intereses recibidos.		24.377				(24.377)
Intereses pagados.	(33.227.429)	(30.470.427)	(39.226.136)	(52.281.101)	(5.998.707)	(21.810.674)
Otras entradas (salidas) de efectivo.	(484.461)	3.087.936	(495.211)	3.414.960	(10.750)	327.024
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(87.528.864)	(24.893.533)	(109.724.065)	(15.759.538)	(22.195.201)	9.133.995
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios	24.969.889	(17.004.967)	28.725.795	(17.386.551)	3.755.906	(381.584)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.	(1.931.729)	668.134	(1.826.073)	1.049.718	105.656	381.584
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	23.038.160	(16.336.833)	26.899.722	(16.336.833)	3.861.562	0
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período.	40.649.015	77.020.322	58.518.552	77.020.322	17.869.537	
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período.	63.687.175	60.683.489	85.418.274	60.683.489	21.731.099	0



d) A continuación se presentan las sociedades que dejan el perímetro de consolidación, las cuales están incorporadas en una sola línea tanto en activos como en pasivos disponibles para la venta, resultado discontinuado y flujo de efectivo discontinuado al 30 de junio de 2016.

Rut	Nombre sociedad	País	Domicilio sociedad	Moneda funcional	Asociada de	Porcentaje de Participación de			
						31-12-2015		31-12-2014	
						Subsidiaria	CGE	Subsidiaria	CGE
99.527.700-K	Campanario Generación S.A.	Chile	El Regidor 66 piso 16, Las Condes, Santiago	CL \$	Gasco S.A.	20,000000%	11,32488%	20,000000%	11,32488%
96.964.210-8	Automotive Gas Systems S.A.	Chile	Santo Domingo 1061, Santiago	CL \$	Gasco S.A.	100,000000%	56,62438%	100,000000%	56,62438%
96.636.520-K	Gasmar S.A.	Chile	Avda. Apoquindo 3200 piso 11, Las Condes, Santiago	US \$	Gasco S.A.	63,750000%	36,09804%	51,000000%	28,87843%
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Santo Domingo 1061, Santiago	CL \$	Gasco S.A.	100,000000%	56,62438%	100,000000%	56,62438%
79.738.350-3	Inversiones Invergas S.A.	Chile	Rosas 1062, Santiago	CL \$	Gasco S.A.	100,000000%	56,62438%	100,000000%	56,62438%
76.742.300-4	Autogasco S.A.	Chile	Santo Domingo 1061, Santiago	CL \$	Gasco S.A.	100,000000%	56,62438%	100,000000%	56,62438%
76.349.706-2	Hualpén Gas S.A.	Chile	Av. Apoquindo 3200 piso 11 Las Condes	US \$	Gasmar S.A.	50,000000%	18,04902%	50,000000%	14,43922%
76.076.073-0	Transportes e Inversiones Magallanes S.A.	Chile	Avda. Frei 314, Punta Arenas	CL \$	Gasco S.A.	85,000000%	48,13072%	85,000000%	48,13072%
0-E	JGB Inversiones S.A.S. E.S.P.	Colombia	Calle 113 No. 7 - 21 Torre A Oficina 805 - Bogotá	Cop \$	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	100,000000%	39,65520%	100,000000%	39,65520%
0-E	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Colombia	Calle 113 7-21 Torre A of. 805, Bogotá	Cop \$	Gasco S.A.	70,03203%	39,65520%	70,03203%	39,65520%
0-E	Unigas Colombia S.A. E.S.P.	Colombia	Autopista Medellín, Kilometro 1 via Siberia Cota	Cop \$	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	70,000000%	27,75864%	70,000000%	27,75864%
0-E	Montagas S.A. E.S.P.	Colombia	Carrera 25 15-29, Pasto	Cop \$	Inversiones IGLP S.A.S. E.S.P.	33,33300%	18,87460%	33,33300%	18,87460%
0-E	Energas S.A. E.S.P.	Colombia	Carrera 25 15-29, Pasto	Cop \$	Inversiones IGLP S.A.S. E.S.P.	28,22100%	15,97997%	28,22100%	15,97997%



38.- HECHOS POSTERIORES.

Con fecha 6 de julio de 2016 la subsidiaria Gas Natural Chile S.A. comunicó a la Superintendencia de Valores y Seguros el siguiente hecho esencial:

“En el día de hoy, Gas Natural Fenosa Chile S.A. (“GNF Chile”)- sociedad chilena perteneciente al Grupo GAS NATURAL FENOSA (“GNF”) -, ha lanzado una Oferta Pública de Adquisición de acciones (“OPA”) por la totalidad de las acciones que no controla de Gas Natural Chile S.A. (“GN Chile”), de la que actualmente posee a través de sus filiales un 56,6%. La OPA se enmarca en el Acuerdo alcanzado con el Grupo Pérez Cruz (“GPC”) e informado como hecho esencial el pasado día 18 de Diciembre de 2015. La fecha de vencimiento de la OPA será el día 5 de agosto de 2016, a las 17.30 horas, sin perjuicio de la prórroga que se pueda realizar.

Simultáneamente, GPC ha lanzado una OPA por la totalidad de las acciones que no controla de Gasco S.A. (“Gasco”) de la que actualmente posee un 22,4%. GNF se ha comprometido a vender en dicha OPA el 56,6% que posee indirectamente en Gasco.

El precio de la OPA lanzada por GNF Chile, asciende a \$3.511 por acción, una vez ajustado el precio acordado por el efecto de los dividendos pagados por GN Chile.

Finalmente se informa que los prospectos de ambas OPAs han sido inscritos en la Superintendencia de Valores y Seguros.”

Entre el 30 de junio de 2016, fecha de cierre de los estados financieros consolidados, y su fecha de presentación, no han ocurrido otros hechos significativos de carácter financiero-contable que pudieran afectar el patrimonio de la Sociedad o la interpretación de éstos.

Edmundo Laborde Correa
Gerente de Contabilidad

Antonio Gallart Gabás
Gerente General