



MATRIZ GRUPO CGE

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

**(Expresados en miles de pesos chilenos)
Correspondientes a los ejercicios terminados
al 31 de diciembre de 2011 y 2010**

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS

INDICE

	Página
I.- INFORME DE LOS AUDITORES EXTERNOS.	9
II.- ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS.	10
ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO.	10
- Activos	10
- Patrimonio Neto y Pasivos	11
ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS POR FUNCION.	12
ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS INTEGRAL.	13
ESTADO CONSOLIDADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO.	14
ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO.	16
III.- NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS.	17
1.- INFORMACION GENERAL.	17
2.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.	17
2.1.- Bases de preparación de los estados financieros consolidados.	17
2.2.- Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas por el Grupo.	18
2.3.- Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2011, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.	19
2.4.- Bases de consolidación.	21
2.5.- Entidades subsidiarias.	23
2.6.- Transacciones en moneda extranjera.	25
2.7.- Información financiera por segmentos operativos.	27
2.8.- Propiedades, planta y equipo.	27
2.9.- Propiedades de inversión.	28
2.10.- Activos intangibles.	29
2.11.- Costos por intereses.	31
2.12.- Pérdidas por deterioro del valor de los activos no financieros.	31
2.13.- Activos no corrientes mantenidos para la venta y grupos en disposición.	31
2.14.- Activos financieros.	31
2.15.- Instrumentos financieros derivados y actividad de cobertura.	33
2.16.- Inventarios.	35
2.17.- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	35
2.18.- Efectivo y equivalentes al efectivo.	36
2.19.- Capital social.	36
2.20.- Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	36
2.21.- Préstamos y otros pasivos financieros.	36
2.22.- Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.	37
2.23.- Beneficios a los empleados.	37
2.24.- Provisiones.	39
2.25.- Subvenciones estatales.	39

	Página
2.26.- Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.	39
2.27.- Reconocimiento de ingresos.	40
2.28.- Arrendamientos.	40
2.29.- Contratos de construcción.	42
2.30.- Distribución de dividendos.	42
3.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.	43
3.1.- Sector electricidad.	43
3.2.- Sector gas.	50
3.3.- Riesgo financiero.	52
3.4.- Control interno.	57
4.- ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRITICOS DE LA ADMINISTRACION.	58
4.1.- Estimación del deterioro de la plusvalía comprada.	58
4.2.- Valor razonable de derivados y de otros instrumentos financieros.	58
4.3.- Beneficios por indemnizaciones por cese pactadas (PIAS) y premios por antigüedad.	58
4.4.- Tasaciones de propiedad, planta y equipo.	59
5.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.	59
6.- OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.	60
6.1.- Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados.	60
6.2.- Activos y pasivos de cobertura.	60
6.3.- Activos financieros disponibles para la venta.	62
6.4.- Jerarquías del valor razonable.	63
7.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.	65
8.- CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.	68
8.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.	69
8.2.- Directorio y Gerencia de la sociedad.	72
9.- INVENTARIOS.	74
10.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.	74
11.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.	75
12.- INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACION.	76
12.1.- Composición del rubro.	76
12.2.- Inversiones en asociadas.	77
12.3.- Sociedades con control conjunto.	79
12.4.- Inversiones en subsidiarias.	82

	Página
13.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALIA.	84
13.1.- Composición y movimientos de los activos intangibles.	84
13.2.- Activos intangibles con vida útil indefinida.	85
14.- PLUSVALIA.	88
14.1.- Prueba de deterioro de la plusvalía comprada y otros activos intangibles de vida útil indefinida.	88
14.2.- Combinaciones de negocios.	89
15.- PROPIEDADES DE INVERSIÓN.	90
15.1 Composición y movimientos de las propiedades de inversión.	90
15.2 Conciliación entre tasación obtenida y tasación ajustada incluida en los estados financieros.	90
15.3 Ingresos y gastos de propiedades de inversión.	90
16.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.	91
16.1.- Vidas útiles.	91
16.2.- Detalle de los rubros.	91
16.3.- Reconciliación de cambios en propiedades, planta y equipo.	93
16.4.- Política de inversiones en propiedades, planta y equipo.	95
16.5.- Información adicional sobre propiedades, planta y equipo.	95
16.6.- Activos sujetos a arrendamientos financieros.	95
16.7.- Costo por intereses.	96
16.8.- Información a considerar sobre los activos revaluados.	96
16.9.- Deterioro de propiedades, planta y equipo.	97
17.- IMPUESTOS DIFERIDOS.	98
17.1.- Activos por impuestos diferidos.	98
17.2.- Pasivos por impuestos diferidos.	99
17.3.- Movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera.	99
17.4.- Compensación de partidas.	100
18.- PASIVOS FINANCIEROS.	101
18.1.- Clases de otros pasivos financieros.	101
18.2.- Préstamos bancarios - desglose de monedas y vencimientos.	102
18.3.- Obligaciones con el público (bonos).	107
18.4.- Obligaciones con el público (pagarés).	109
19.- CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.	110
19.1.- Pasivos acumulados (o devengados).	110

	Página
20.- OTRAS PROVISIONES.	110
20.1.- Provisiones – saldos.	110
20.2.- Movimiento de las provisiones.	113
21.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.	114
21.1.- Detalle del rubro.	114
21.2.- Detalle de las obligaciones post empleo y similares.	114
21.3.- Balance de las obligaciones post empleo y similares.	114
21.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados por función.	114
21.5.- Hipótesis actuariales.	115
22.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS	115
22.1.- Ingresos diferidos.	115
22.2.- Contratos de construcción.	116
22.3.- Otros.	117
23.- PATRIMONIO NETO.	117
23.1.- Capital suscrito y pagado.	117
23.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.	117
23.3.- Política de dividendos.	118
23.4.- Dividendos.	118
23.5.- Reservas.	118
23.6.- Participaciones no controladoras.	120
23.7.- Transacciones con participaciones no controladoras.	120
23.8.- Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales.	121
24.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.	123
24.1.- Ingresos ordinarios.	123
24.2.- Otros ingresos, por función.	123
25.- COMPOSICION DE RESULTADOS RELEVANTES.	124
25.1.- Gastos por naturaleza.	124
25.2.- Gastos de personal.	124
25.3.- Depreciación y amortización.	125
25.4.- Otras ganancias (pérdidas)	125
26.- RESULTADO FINANCIERO.	126
27.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.	127
27.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	127
27.2.- Localización del efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	127

	Página
27.3.- Conciliación entre el resultado por impuestos a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.	128
27.4.- Efecto en otros resultados integrales por impuestos a las ganancias.	128
28.- GANANCIAS POR ACCION.	129
29.- INFORMACION POR SEGMENTO.	129
29.1.- Criterios de segmentación.	129
29.2.- Cuadros patrimoniales.	130
29.3.- Cuadros de resultados.	132
30.- SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA.	133
30.1.- Resumen de saldos en moneda extranjera.	133
30.2.- Saldos en moneda extranjera, activos corrientes.	135
30.3.- Saldos en moneda extranjera, activos no corrientes.	137
30.4.- Saldos en moneda extranjera, pasivos corrientes.	139
30.5.- Saldos en moneda extranjera, pasivos no corrientes.	141
31.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.	143
31.1.- Juicios y otras acciones legales.	143
31.2.- Juicios ante tribunales arbitrales.	158
31.3.- Juicios ante tribunal de defensa de la libre competencia.	159
31.4.- Sanciones administrativas.	159
31.5.- Restricciones.	161
32.- GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.	161
32.1.- Garantías comprometidas con terceros.	161
33.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL.	164
34.- MEDIO AMBIENTE.	165
35.- HECHOS POSTERIORES.	170



INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Santiago, 9 de marzo de 2012

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

Hemos efectuado una auditoría a los estados consolidados de situación financiera de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias al 31 de diciembre de 2011 y 2010, y de los correspondientes estados consolidados de resultados, de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas. La preparación de dichos estados financieros (que incluyen sus correspondientes notas) es responsabilidad de la Administración de Compañía General de Electricidad S.A. Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros basada en las auditorías que efectuamos. No hemos auditado los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2011 de la subsidiaria indirecta sociedad Metrogas S.A., la cual representa activos por M\$ 637.400.325 y una utilidad neta por M\$ 55.182.084 y los estados financieros al 31 de diciembre de 2011 y 2010 de la subsidiaria indirecta sociedad Iberoamericana de Energía Ibener S.A., la cual representa activos por M\$ 170.643.147 (M\$ 165.815.810 en 2010) y una utilidad neta por M\$ 14.615.875. (M\$8.817.084 en 2010). Dichos estados financieros fueron auditados por otros auditores, cuyos informes nos fueron proporcionados. Nuestra opinión aquí expresada, en lo que se refiere a los importes relacionados con dichas sociedades, se basa exclusivamente en los informes emitidos por esos auditores.

Nuestras auditorías fueron efectuadas 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 de que los estados financieros consolidados están exentos de representaciones incorrectas significativas. Una auditoría comprende el examen, a base de pruebas, de evidencias que respaldan los montos e informaciones revelados en los estados financieros consolidados. Una auditoría también comprende una evaluación de los principios de contabilidad utilizados y de las estimaciones significativas hechas por la Administración de la Compañía, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros consolidados. Consideramos que nuestras auditorías constituyen una base razonable para fundamentar nuestra opinión.

En nuestra opinión, basada en nuestras auditorías y en los informes de otros profesionales, los mencionados estados financieros consolidados presentan razonablemente en todos sus aspectos significativos, la situación financiera consolidada de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias al 31 de diciembre de 2011 y 2010, los resultados integrales de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.

Anthony J. F. Dawes
RUT: 4.576.198 - 3

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
Al 31 de diciembre de 2011 Y 2010.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ACTIVOS	Nota	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo.	5	51.285.690	96.244.520
Otros activos financieros.	6	762.297	31.391
Otros activos no financieros.	11	6.114.998	4.506.151
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	7	430.205.563	473.768.628
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	8	20.824.804	7.688.072
Inventarios.	9	73.187.394	70.396.407
Activos por impuestos.	10	21.277.216	25.731.493
Total activos corrientes		603.657.962	678.366.662
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros.	6	7.449.024	7.369.014
Otros activos no financieros.	11	3.650.019	3.879.007
Cuentas por cobrar.	7	36.561.393	37.008.734
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	8	5.373.046	5.199.014
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	12	37.362.033	43.346.301
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	13	296.162.824	290.979.924
Plusvalía.	14	284.567.248	279.706.009
Propiedades, planta y equipo.	16	2.448.642.425	2.389.439.987
Propiedad de inversión.	15	11.568.975	10.714.619
Activos por impuestos diferidos.	17	25.936.939	15.881.658
Total activos no corrientes		3.157.273.926	3.083.524.267
TOTAL ACTIVOS		3.760.931.888	3.761.890.929

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
Al 31 de diciembre de 2011 Y 2010.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Pasivos financieros.	18	327.935.122	354.357.481
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar.	19	211.024.597	203.471.712
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	8	8.046.661	13.261.040
Otras provisiones.	20	7.059.636	8.460.256
Provisiones por beneficios a los empleados.	21	1.102.577	963.683
Otros pasivos no financieros.	22	9.561.955	5.936.781
Total pasivos corrientes		564.730.548	586.450.953
PASIVOS NO CORRIENTES			
Pasivos financieros.	18	1.421.380.363	1.408.498.857
Cuentas por pagar.	19	3.043.331	5.358.194
Otras provisiones.	20	41.859.408	29.776.847
Pasivo por impuestos diferidos.	17	209.623.579	219.714.829
Provisiones por beneficios a los empleados.	21	31.880.138	31.333.811
Otros pasivos no financieros.	22	21.266.151	17.999.284
Total pasivos no corrientes		1.729.052.970	1.712.681.822
TOTAL PASIVOS		2.293.783.518	2.299.132.775
PATRIMONIO			
Capital emitido.	23	671.278.954	619.872.267
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	23	40.294.020	74.562.317
Otras reservas.	23	366.341.551	382.547.190
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.		1.077.914.525	1.076.981.774
Participaciones no controladoras.	23	389.233.845	385.776.380
Total patrimonio		1.467.148.370	1.462.758.154
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		3.760.931.888	3.761.890.929

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS POR FUNCION
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010.
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	del	01-01-2011	01-01-2010
	al	31-12-2011	31-12-2010
	Nota	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	24	2.333.732.579	2.011.725.612
Costo de ventas	25	(1.944.402.049)	(1.645.679.687)
Ganancia bruta		389.330.530	366.045.925
Otros ingresos, por función.	24	14.897.816	10.594.155
Costos de distribución.	25	(17.394.821)	(12.064.541)
Gasto de administración.	25	(212.934.269)	(152.725.154)
Otros gastos, por función.	25	(18.069.070)	(15.013.076)
Otras ganancias (pérdidas).	25	(4.736.222)	16.429.547
Ingresos financieros.	26	13.342.670	8.998.593
Costos financieros.	26	(89.765.496)	(71.887.858)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	12	10.575.853	3.523.810
Diferencias de cambio.	26	(7.624.807)	(229.685)
Resultados por unidades de reajuste.	26	(50.612.116)	(29.114.756)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto		27.010.068	124.556.960
Gasto por impuestos a las ganancias.	27	6.250.988	(17.818.365)
Ganancia (pérdida)		33.261.056	106.738.595
Ganancia (pérdida) atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.		(14.164.638)	60.088.430
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras		47.425.694	46.650.165
Ganancia (pérdida)		33.261.056	106.738.595
Ganancias por acción			
Ganancia por acción básica y diluida (\$ por acción)			
Ganancia (pérdida) por acción básica y diluidas en operaciones continuadas.	28	(33,99)	150,79
Ganancia (pérdida) por acción básica.		(33,99)	150,79

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS INTEGRAL
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010.
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL	del	01-01-2011	01-01-2010
	al	31-12-2011	31-12-2010
	Nota	M\$	M\$
Ganancia (pérdida)		33.261.056	106.738.595
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos			
Diferencias de cambio por conversión			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos.	23	8.220.616	(13.837.097)
Otro resultado integral, antes de impuestos, diferencia de cambio por conversión		8.220.616	(13.837.097)
Activos financieros disponibles para la venta			
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta, antes de impuestos.	23	1.024.872	1.450.592
Otro resultado integral, antes de impuestos, activos financieros disponibles para la venta		1.024.872	1.450.592
Coberturas del flujo de efectivo			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos.	23	1.175.571	165.789
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos.	23	2.548.111	(7.252)
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo		3.723.682	158.537
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) por revaluación	23	(15.107)	123.850.363
Participación en el otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	23	(4.051.971)	897.278
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		8.902.092	112.519.673
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral			
Impuesto a las ganancias relacionado con activos financieros disponibles para la venta de otro resultado integral.	23	(174.228)	(246.601)
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral.	23	(661.572)	(28.173)
Impuesto a las ganancias relacionado con cambios en el superávit de revaluación de otro resultado integral.	23	2.568	(22.191.259)
Suma de impuestos a las ganancias relacionados con componentes de otro resultado integral		(833.232)	(22.466.033)
Otro resultado integral		8.068.860	90.053.640
Total resultado integral		41.329.916	196.792.235
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora.		(8.123.736)	154.770.578
Resultado integral atribuible a participaciones no controladas.		49.453.652	42.021.657
Total resultado integral		41.329.916	196.792.235

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010.
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	Reservas						Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total
		Superavit de revaluación	Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas	Total reservas				
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2011	619.872.267	451.771.633	(12.039.861)	(2.807.984)	270.029	(54.646.627)	382.547.190	74.562.317	1.076.981.774	385.776.380	1.462.758.154
Ajustes de periodos anteriores											
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables.							0	0	0		0
Incremento (disminución) por correcciones de errores.							0	0	0		0
Total ajustes de periodos anteriores	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Saldo inicial reexpresado	619.872.267	451.771.633	(12.039.861)	(2.807.984)	270.029	(54.646.627)	382.547.190	74.562.317	1.076.981.774	385.776.380	1.462.758.154
Cambios en patrimonio											
Resultado integral.											
Ganancia (pérdida).								(14.164.638)	(14.164.638)	47.425.694	33.261.056
Otro resultado integral.		(12.400)	5.220.932	2.645.102	481.671	(2.294.403)	6.040.902		6.040.902	2.027.958	8.068.860
Resultado integral.									(8.123.736)	49.453.652	41.329.916
Emisión de patrimonio.	51.406.687									51.406.687	51.406.687
Dividendos.								(42.663.847)	(42.663.847)		(42.663.847)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios.		(22.439.905)					193.364	(22.246.541)	22.560.188	313.647	(45.682.540)
Total de cambios en patrimonio	51.406.687	(22.452.305)	5.220.932	2.645.102	481.671	(2.101.039)	(16.205.639)	(34.268.297)	932.751	3.457.465	4.390.216
Saldo final al 31/12/2011	671.278.954	429.319.328	(6.818.929)	(162.882)	751.700	(56.747.666)	366.341.551	40.294.020	1.077.914.525	389.233.845	1.467.148.370

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010.
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	Reservas						Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total
		Superavit de revaluación	Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas	Total reservas				
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2010	599.341.251	365.876.803	(3.265.608)	(3.219.902)	(83.377)	(55.097.501)	304.210.415	56.633.754	960.185.420	358.536.794	1.318.722.214
Ajustes de períodos anteriores											
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables.							0		0		0
Incremento (disminución) por correcciones de errores.							0		0		0
Total ajustes de períodos anteriores	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Saldo inicial reexpresado	599.341.251	365.876.803	(3.265.608)	(3.219.902)	(83.377)	(55.097.501)	304.210.415	56.633.754	960.185.420	358.536.794	1.318.722.214
Cambios en patrimonio											
Resultado integral.											
Ganancia (pérdida).								60.088.430	60.088.430	46.650.165	106.738.595
Otro resultado integral.		102.257.369	(8.774.253)	411.918	353.406	433.708	94.682.148		94.682.148	(4.628.508)	90.053.640
Resultado integral.									154.770.578	42.021.657	196.792.235
Emisión de patrimonio.	20.531.016								20.531.016		20.531.016
Dividendos.								(58.522.406)	(58.522.406)		(58.522.406)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios.		(16.362.539)				17.166	(16.345.373)	16.362.539	17.166	(14.782.071)	(14.764.905)
Total de cambios en patrimonio	20.531.016	85.894.830	(8.774.253)	411.918	353.406	450.874	78.336.775	17.928.563	116.796.354	27.239.586	144.035.940
Saldo final al 31/12/2010	619.872.267	451.771.633	(12.039.861)	(2.807.984)	270.029	(54.646.627)	382.547.190	74.562.317	1.076.981.774	385.776.380	1.462.758.154

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO	del	01-01-2011	01-01-2010
	al	31-12-2011	31-12-2010
	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.		2.818.849.195	2.220.536.309
Otros cobros por actividades de operación.		112.753.723	63.294.558
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.		(2.374.831.197)	(2.001.678.797)
Pagos a y por cuenta de los empleados.		(136.857.534)	(111.080.497)
Otros pagos por actividades de operación.		(104.371.477)	(81.946.244)
Otros cobros y pagos de operación			
Dividendos pagados.		(42.712.077)	(60.267.535)
Dividendos recibidos.		7.681.956	5.733.740
Intereses pagados.		(75.842.056)	(63.398.759)
Intereses recibidos.		2.769.375	5.411.541
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).		(5.288.226)	(15.991.335)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		1.589.863	(1.731.244)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		203.741.545	(41.118.263)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Actividades de inversión			
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios.		(5.064.386)	0
Flujos de efectivo utilizados en la compra de participaciones no controladoras.		(477.161)	(2.476.520)
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades.		10.650.026	55.312.126
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades.		(12.583.677)	(7.216.675)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.		15.711.653	2.571.834
Compras de propiedades, planta y equipo.		(167.634.647)	(126.170.191)
Compras de activos intangibles.		(16.509.260)	(12.819.364)
Importes procedentes de otros activos a largo plazo.		1.822.365	0
Compras de otros activos a largo plazo.		(4.328.801)	(1.212.752)
Anticipos de efectivo y préstamos concedidos a terceros.		0	(608.420)
Cobros procedentes del reembolso de anticipos y préstamos concedidos a terceros.		0	364.668
Otras entradas (salidas) de efectivo.		1.364.858	152.192
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(177.049.030)	(92.103.102)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Actividades de financiación			
Importes procedentes de la emisión de acciones.		59.080.247	21.799.298
- Importes procedentes de préstamos de largo plazo.		156.369.944	117.111.498
- Importes procedentes de préstamos de corto plazo.		1.281.652.577	1.177.535.887
Total importes procedentes de préstamos.		1.438.022.521	1.294.647.385
Préstamos de entidades relacionadas.		30.000	0
Pagos de préstamos.		(1.521.958.420)	(1.134.274.436)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros.		(790.254)	(761.378)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.		(22.564)	0
Dividendos pagados.		(46.221.287)	(11.884.733)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		164.521	5.219.492
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(71.695.236)	174.745.628
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios		(45.002.721)	41.524.263
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo			
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.		43.891	304.419
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(44.958.830)	41.828.682
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del ejercicio.		96.244.520	54.415.838
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio.	5	51.285.690	96.244.520

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011

1.- INFORMACION GENERAL.

Compañía General de Electricidad S.A. (CGE S.A.) es una sociedad anónima abierta, tiene su domicilio social en Avda. Presidente Riesco N° 5561 piso 17 en la ciudad de Santiago, comuna de Las Condes 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, generación de energía eléctrica y en el sector gas, tanto en el negocio de gas licuado como el de gas natural, (en adelante denominados el "Grupo CGE").

Los mayores accionistas del Grupo CGE son los siguientes:

Grupo Familia Marín	22,74%
Grupo Almería	20,99%
Grupo Familia Pérez Cruz	11,36%
Indiver S.A.	11,26%
Otros Accionistas	33,65%

La emisión de estos estados financieros consolidados correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011 fue aprobada por el Directorio en Sesión Ordinaria N° 1958 de fecha 9 de marzo de 2012, quien con dicha fecha autorizó además su publicación.

2.- 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 ejercicios presentados, a menos que se indique lo contrario.

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

Los presentes estados financieros consolidados del Grupo CGE han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board ("IASB").

Los estados financieros consolidados 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 justo por resultados.

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

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

Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011 se han efectuado reclasificaciones menores para facilitar su comparación con el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2010. Estas reclasificaciones no modifican el resultado ni el patrimonio del ejercicio anterior.

2.2.- 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 2011.

- 2.2.1.- NIC 24 (Revisada) “Revelación de partes relacionadas” emitida en noviembre de 2009. Reemplaza la NIC 24 “Revelación de partes relacionadas” emitida en 2003. NIC 24 (Revisada) remueve el requisito para entidades relacionadas del gobierno de revelar todas las transacciones con entidades gubernamentales y sus relacionadas, incorporando precisiones para éstas, clarificando y simplificando la definición de parte relacionada.
- 2.2.2.- Enmienda a la NIC 32, “Clasificación de derechos de emisión”, emitida en octubre de 2009. Para aquellos derechos de emisión ofrecidos por un monto fijo de moneda extranjera, la práctica actual requiere que tales derechos sean registrados como obligaciones por instrumentos financieros derivados. La enmienda señala que si tales instrumentos son emitidos a prorrata a todos los accionistas existentes para una misma clase de acciones por un monto fijo de dinero, éstos deben ser clasificados como patrimonio independientemente de la moneda en la cual el precio de ejercicio está fijado.
- 2.2.3.- Enmienda a la NIC 34, “Estados financieros interinos”, provee una guía ilustrativa de cómo se deben aplicar los principios de revelación de la NIC 34 y requerimientos asociados: Las circunstancias que puedan afectar valores de los instrumentos financieros y su clasificación, cambios en la clasificación de activos financieros, cambios en activos y pasivos contingentes, transferencia de instrumentos financieros entre los diferentes niveles de jerarquía de valor justo.
- 2.2.4.- NIIF 1, “Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera”. Emitida en enero de 2010, aclara la fecha correspondiente a la exención a presentar información comparativa requerida por NIIF 7.
- 2.2.5.- NIIF 7, “Instrumentos financieros revelaciones”, enfatiza la interacción entre lo cuantitativo y lo cualitativo, revelando todo lo asociado a la naturaleza y extensión de los riesgos, asociándolos con el instrumento financiero. La enmienda es aplicable para los ejercicios que comiencen el 1 de enero de 2011.

- 2.2.6.- CINIIF 13, “Programas de fidelización de clientes”, El significado del valor justo se clarifica en el contexto de la medición de los créditos entregados como premios en los programas de fidelización de clientes. La enmienda es aplicable para los ejercicios que comiencen el 1 de enero de 2011.
- 2.2.7.- Enmienda a la CINIIF 14, Pagos anticipados de obligaciones de tener un nivel de financiamiento mínimo, emitida en noviembre de 2009. La enmienda corrige una consecuencia no intencional de la CINIIF 14, “NIC 19-Limite en el activo por beneficios definidos, requerimientos de mantener un mínimo de financiación y su interacción”. Sin la enmienda las entidades no podían reconocer como un activo lo prepagos efectuados voluntariamente para mantener un financiamiento mínimo. Lo anterior no era lo previsto cuando CINIIF 14 fue emitida y esta enmienda lo corrige. La enmienda es aplicable para ejercicios que comiencen el 1 de enero de 2011.
- 2.2.8.- CINIIF 19, “Cancelación de pasivos financieros con instrumentos de patrimonio”. Esta enmienda, emitida en noviembre de 2009, clarifica los requerimientos de NIIF cuando una entidad renegocia los términos de un pasivo financiero con su acreedor y éste acepta cancelar total o parcialmente la deuda por acciones u otro instrumento de patrimonio y requiere el registro de un resultado calculado como la diferencia entre el valor de libros del pasivo y el valor razonable del instrumento de patrimonio emitido a cambio.
- 2.2.9.- Se han emitido mejoras a las NIIF 2010 en mayo de 2010 para un conjunto de normas e interpretaciones. Las fecha efectivas de adopción de estas modificaciones menores varían de estándar en estándar, pero la mayoría tiene fecha de adopción 1 de enero de 2011.
- 2.3.- Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2011, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.**
- 2.3.1.- Enmienda a la NIC 12, “Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos”. Esta enmienda, emitida en diciembre de 2010, proporciona una excepción a los principios generales de NIC 12 para las propiedades para inversión que se midan usando el modelo del valor razonable contenido en la NIC 40 “Propiedad de inversión”, la excepción también aplica a la propiedad de inversión adquirida en una combinación de negocio si luego de la combinación de negocios el adquirente aplica el modelo del valor razonable contenido en NIC 40. La modificación incorpora la presunción de que las propiedades de inversión valorizadas a valor razonable, se realizan a través de su venta, por lo que requiere aplicar a las diferencias temporales originadas por éstas la tasa de impuesto para operaciones de venta. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2012 y su adopción anticipada está permitida.
- 2.3.2.- Enmienda a la NIC 1 “Presentación de Estados Financieros”, emitida en junio de 2011. La principal modificación de esta enmienda requiere que los ítems de los Otros Resultados Integrales se deben clasificar y agrupar evaluando si serán potencialmente reclasificados a resultados en períodos posteriores. La norma es aplicable a contar del 1 de julio de 2012 y su adopción anticipada está permitida.
- 2.3.3.- Enmienda a la NIIF 1, emitida en diciembre 2010, trata de los siguientes temas: i) Exención para hiperinflación severa, permite a las empresas cuya fecha de transición sea posterior a la normalización de su moneda funcional, valorizar activos y pasivos a valor razonable como costo atribuido. ii) Remoción de requerimientos de fechas fijas: adecúa

la fecha fija incluida en la NIIF 1 a fecha de transición, para aquellas operaciones que involucran baja de activos financieros y activos o pasivos a valor razonable por resultados en su reconocimiento inicial. La norma es aplicable a contar del 1 de julio de 2011. Esta enmienda no es aplicable al Grupo CGE.

- 2.3.4.- Enmienda a la NIIF 7, “Instrumentos financieros”. Emitida en octubre de 2010, incrementa los requerimientos de revelación para las transacciones que implican transferencias de activos financieros. La norma es aplicable a contar del 1 de julio de 2011. Esta enmienda no tendrá impactos relevantes a los estados financieros del Grupo CGE.
- 2.3.5.- NIC 19 Revisada, “Beneficios a los Empleados”. Emitida en junio de 2011, reemplaza a la NIC 19 (1998). Esta norma revisada modifica el reconocimiento y medición de los gastos por planes de beneficios definidos y los beneficios por terminación. Adicionalmente, incluye modificaciones a las revelaciones de todos los beneficios de los empleados. El principal efecto previsto para el Grupo CGE radica en la eliminación del método “del corredor” utilizado para el reconocimiento de los resultados actuariales derivados de planes de beneficios definidos. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 y su adopción anticipada es permitida.
- 2.3.6.- NIIF 9, “Instrumentos financieros” emitida en diciembre de 2009. Modifica la clasificación y medición de los activos financieros. Posteriormente esta norma fue modificada en noviembre de 2010 para incluir el tratamiento y clasificación de pasivos financieros. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 y su adopción anticipada es permitida. El Grupo CGE se encuentra evaluando los impactos de su aplicación. Sin embargo, los indicadores iniciales muestran que afectará la contabilización de sus activos financieros clasificados como Disponibles para la venta, pero de manera no significativa. El Grupo CGE no ha decidido aún la fecha de adopción de NIIF 9.
- 2.3.7.- NIIF 10, “Estados financieros consolidados”, emitida en mayo de 2011, sustituye a la SIC 12 “Consolidación de entidades de propósito especial y partes de la NIC 27 “Estados financieros consolidados”. Establece clarificaciones y nuevos parámetros para la definición de control, así como los principios para la preparación de estados financieros consolidados. El Grupo CGE se encuentra evaluando los impactos de su aplicación. Sin embargo, los indicadores iniciales, muestran que el efecto no será significativo. El Grupo CGE no ha decidido aún la fecha de adopción de NIIF 10. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 y su adopción anticipada es permitida en conjunto con las NIIF 11, NIIF 12 y modificaciones a las NIC 27 y 28.
- 2.3.8.- NIIF 11 “Acuerdos conjuntos”. Emitida en mayo de 2011, reemplaza a la NIC 31 “Participaciones en negocios conjuntos” y SIC 13 “Entidades controladas conjuntamente”. Dentro de sus modificaciones se incluye la eliminación del concepto de activos controlados conjuntamente y la posibilidad de consolidación proporcional de entidades bajo control conjunto. El Grupo CGE se encuentra evaluando los impactos de su aplicación. Sin embargo, los indicadores iniciales, muestran que el efecto no será significativo. El Grupo CGE no ha decidido aún la fecha de adopción de NIIF 11. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 y su adopción anticipada es permitida en conjunto con las NIIF 10, NIIF 12 y modificaciones a las NIC 27 y 28.
- 2.3.9.- NIIF 12, “Revelación de participaciones en otras entidades”. El Grupo CGE se encuentra evaluando los impactos de su aplicación. Sin embargo, los indicadores iniciales muestran que el efecto no será significativo. El Grupo CGE no ha decidido aún la fecha de adopción

de NIIF 12. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 y su adopción anticipada es permitida en conjunto con las NIIF 10, NIIF 11 y modificaciones a las NIC 27 y 28.

- 2.3.10.- NIC 27 “Estados financieros separados”. Emitida en mayo de 2011, reemplaza a NIC 27 (2008). El alcance de esta norma se restringe a partir de este cambio sólo a estados financieros separados, dado que los aspectos vinculados con la definición de control y consolidación fueron removidos e incluidos en la NIIF 10. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 y su adopción anticipada es permitida en conjunto con las NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12 y la modificación a la NIC 28.
- 2.3.11.- NIC 28 “Inversiones en asociadas y jointventures”. Emitida en mayo de 2011, regula el tratamiento contable de estas inversiones mediante la aplicación del método de la participación. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 y su adopción anticipada es permitida en conjunto con las NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12 y la modificación a la NIC 27.
- 2.3.12.- IFRS 13 “Medición del valor razonable” Emitida en mayo de 2011, reúne en una sola norma la forma de medir el valor razonable de activos y pasivos y las revelaciones necesarias sobre éste, e incorpora nuevos conceptos y aclaraciones para su medición.
- 2.3.13.- CINIIF 20 “Stripping Costs” en la fase de producción de minas a cielo abierto. Emitida en octubre de 2011, regula el reconocimiento de “Stripping Costs” como un activo, la medición inicial y posterior de este activo. La interpretación exige que las entidades mineras que presentan estados financieros conforme a las NIIF cancelen los activos de “Stripping Costs” existentes con las ganancias acumuladas iniciales cuando los activos no puedan ser atribuidos a un componente identificable de un yacimiento. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013. Esta norma no es aplicable al Grupo CGE.

La Administración del Grupo está evaluando la aplicación e impactos de los citados cambios, pero estima que la adopción de las Normas, Enmiendas e Interpretaciones, antes descritas, y que puedan aplicar al Grupo, no tendrán un impacto significativo en los estados financieros consolidados del Grupo CGE en el ejercicio de su primera aplicación.

2.4.- Bases de consolidación.

2.4.1.- Subsidiarias o filiales.

Subsidiarias o filiales son todas las entidades (incluidas las entidades de cometido especial) sobre las que el Grupo CGE tiene poder para dirigir las políticas financieras y de explotación, el que generalmente viene acompañado de una participación superior a la mitad de los derechos de voto. 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 controlante a su valor justo 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.

2.4.2.- Transacciones y participaciones no controladoras.

El Grupo CGE aplica la política de tratar 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.

2.4.3.- Negocios conjuntos.

Las participaciones en negocios conjuntos se integran por el método del valor patrimonial como se describe en la NIC 31 párrafo 38.

2.4.4.- 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.

2.5.- Entidades subsidiarias.

2.5.1.- Entidades de consolidación directa.

El siguiente es el detalle de las empresas subsidiarias incluidas en la consolidación.

Rut	Nombre sociedad	País	Moneda funcional	Porcentaje de participación en el capital y en los votos			
				2011			2010
				Directo	Indirecto	Total	Total
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Peso chileno	99,68126	0,00000	99,68126	99,67286
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Peso chileno	99,57170	0,00000	99,57170	99,57167
99.548.240-1	CGE Magallanes S.A.	Chile	Peso chileno	99,79416	0,00000	99,79416	99,79416
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Peso chileno	0,00000	0,00000	0,00000	97,98797
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	Peso chileno	98,15775	0,00000	98,15775	0,00000
76.144.163-9	Emel Sur S.A.	Chile	Peso chileno	98,15775	0,00000	98,15775	0,00000
76.144.216-3	Emel Atacama S.A.	Chile	Peso chileno	98,15775	0,00000	98,15775	0,00000
99.548.260-6	CGE Argentina S.A.	Chile	Peso chileno	99,99164	0,00000	99,99164	99,99164
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Peso chileno	99,58370	0,00881	99,59251	100,00000
76.412.700-5	Enerplus S.A.	Chile	Peso chileno	99,98400	0,01600	100,00000	100,00000
90.310.000-1	Gasco S.A.	Chile	Peso chileno	56,62438	0,00000	56,62438	56,62438
96.837.950-k	Tecnet S.A.	Chile	Peso chileno	99,77778	0,22222	100,00000	100,00000
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Peso chileno	99,99945	0,00055	100,00000	100,00000
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Peso chileno	99,07000	0,93000	100,00000	100,00000
93.832.000-4	Inmobiliaria General S.A.	Chile	Peso chileno	99,99577	0,00423	100,00000	100,00000
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Peso chileno	99,99324	0,00676	100,00000	100,00000
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Peso chileno	99,99100	0,00900	100,00000	100,00000

2.5.2.- Entidades de consolidación indirecta.

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

Transformadores Tusan S.A.:

Energy Sur S.A.
Hormigones del Norte S.A.
Ingeniería y Desarrollo Tecnológico S.A.

Gasco S.A.:

Metrogas S.A.
Gasmar S.A.
Gas Sur S.A.
Gasco GLP S.A.
Gasco Argentina S.A.
Inversiones Invergas S.A.
Gasco Grand Cayman Limited.
Inversiones Atlántico S.A.
Automotive Gas Systems S.A.
Transportes e Inversiones Magallanes S.A.
Autogasco S.A.
Inversiones Atlántico Colombia S.A.S.
Inversiones GLP S.A.S.
Centrogas S.A.
Empresa Chilena de Gas Natural S.A.
Financiamiento Doméstico S.A.
Unigas Colombia S.A. E.S.P.
Proveedora Mayorista de Gas S.A. E.S.P.
Ultragas S.A. E.S.P.
Gasco Internacional S.A.

Inmobiliaria General S.A.:

Inmobiliaria Coronel S.A.
Luz S.A.

CGE Argentina S.A.:

Agua Negra S.A. (Argentina)
Energía San Juan S.A. (Argentina)
International Financial Investments S.A. (Argentina)
Los Andes Huarpes S.A. (Argentina)

Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.:

Energía del Limarí S.A.

Emel Norte S.A.:

Emelat Inversiones S.A
Empresa Eléctrica de Arica S.A.
Empresa Eléctrica de Iquique S.A.
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.
Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.

Emel Atacama S.A.:

Empresa Eléctrica Atacama S.A.

Emel Sur S.A.:

Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.
Empresa Eléctrica de Talca S.A.

Enerplus S.A.:

Iberoamericana de Energía Ibener S.A.

CGE Magallanes S.A.:

Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.
Inversiones San Sebastián S.A.
T.V. Red S.A.

2.5.3.- Cambios en el perímetro de consolidación.

No existen cambios en el perímetro de consolidación para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010, con excepción de la división de la ex subsidiaria Empresas Emel S.A. que fue dividida en cuatro nuevas sociedades: Emel Norte S.A., Emel Atacama S.A., Emel Sur S.A., y la cuarta sociedad, continuadora de la división, se encuentra fusionada al 31 de diciembre de 2011 con Transnet S.A.

2.6.- Transacciones en moneda extranjera.

2.6.1.- Moneda funcional y de presentación.

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

2.6.2.- Transacciones y saldos.

Las transacciones en moneda extranjera se convierten a la moneda funcional utilizando los tipos de cambio vigentes en las fechas de las transacciones. Las pérdidas y ganancias en moneda extranjera que resultan de la liquidación de estas transacciones y de la conversión a los tipos de cambio de cierre de los activos y pasivos monetarios

denominados en moneda extranjera, se reconocen en el estado de resultados, excepto que corresponda su diferimiento en el patrimonio neto, a través de otros resultados integrales, como es el caso de las derivadas de estrategias de coberturas de flujos de efectivo y coberturas de inversiones netas.

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

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

2.6.3.- Tipos de cambio.

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 / UF	\$ CL / \$ AR	\$ CL / \$ Cop
31-12-2011	519,20	22.294,03	120,74	0,27
31-12-2010	468,01	21.455,55	117,78	0,25

CL \$: Pesos chilenos
 US \$: Dólar estadounidense
 U.F. : Unidades de fomento
 AR \$: Pesos argentinos
 Cop \$: Pesos colombianos

2.6.4.- 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 la transacción, 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 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 del 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.

2.7.- Información financiera por segmentos operativos.

La información por segmentos se presenta de manera consistente con los informes internos proporcionados a los responsables de tomar las decisiones operativas relevantes. Dichos ejecutivos son los responsables de asignar los recursos y evaluar el rendimiento de los segmentos operativos, los cuales han sido identificados como: eléctrico, gas y servicios para los que se toman las decisiones estratégicas. Esta información se detalla en Nota N°29.

2.8.- Propiedades, planta y equipo.

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

Los equipos, instalaciones y redes destinados al negocio eléctrico 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 registrada 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.

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.

2.9.- Propiedades de inversión.

Se incluyen principalmente los terrenos y construcciones que se mantienen con el propósito de obtener ganancias en futuras ventas (fuera del curso ordinario de los negocios), plusvalías, o bien explotarlos bajo un régimen de arrendamientos, y no son ocupados por 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.

2.10.- Activos intangibles.

2.10.1.- 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 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 la adquisición de una inversión o combinación de negocios, se abona directamente al estado consolidado de resultados.

2.10.2.- 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.

2.10.3.- 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.

2.10.4- 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.

2.10.5.- 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.

2.10.6.- Concesiones de servicios públicos.

Las concesiones de distribución de electricidad y gas en la República de Argentina, se valoran de acuerdo a CINIIF12 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.

2.10.7.- 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.

2.10.8.- 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.

2.11.- Costos por intereses.

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

2.12.- Pérdidas por deterioro del valor de los activos no financieros.

Los activos que tienen una vida útil indefinida no están sujetos a amortización y se someten anualmente a pruebas de pérdidas por deterioro del valor. Los activos sujetos a depreciación o amortización se someten a pruebas de pérdidas por deterioro siempre que algún suceso o cambio en las circunstancias indique que el importe en libros puede no ser recuperable. Se reconoce una pérdida por deterioro por el exceso del importe en libros del activo sobre su importe recuperable.

El importe recuperable es el valor razonable de un activo menos los costos para la venta o el valor de uso, el mayor de los dos. A efectos de evaluar las pérdidas por deterioro del valor, los activos se agrupan al nivel más bajo para el que hay flujos de efectivo identificables por separado (unidades generadoras de efectivo). 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.

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

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

2.14.- 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.

2.14.1.- 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 justo).

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

2.14.2.- 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 en el estado de situación financiera.

2.14.3.- 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 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 justo 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 justo. 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), la Sociedad 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.

2.15.- 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.

2.15.1.- 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.

2.15.2.- 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.

2.15.3.- 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 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.

2.15.4.- Derivados a valor razonable a través de ganancias y pérdidas.

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 ganancias y pérdidas. Cualquier cambio en el valor razonable de estos derivados se reconoce inmediatamente en el estado de resultados.

2.16.- Inventarios.

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

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

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

2.17.- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

Las cuentas comerciales a cobrar corrientes se reconocen a su valor nominal, ya que los plazos medios de vencimientos no superan los 20 días 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.

2.18.- Efectivo y equivalentes al efectivo.

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

2.19.- Capital social.

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

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

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

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

2.21.- Préstamos y otros pasivos financieros.

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

Las obligaciones financieras se clasifican como pasivos corrientes a menos que 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.

2.22.- Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.

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

El cargo por impuesto a la renta corriente se calcula sobre la base de las leyes tributarias vigentes a la fecha del estado de situación financiera, en los países en los que las subsidiarias y asociadas 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.

2.23.- Beneficios a los empleados.

2.23.1.- 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.

2.23.2.- 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 valorización de compra de salida (“buy-outvaluation”).

2.23.3.- 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, 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 más/menos los ajustes por ganancias o pérdidas actuariales no reconocidas y los costos por servicios pasados. El valor presente de la obligación de beneficio definido se determina descontando los flujos de salida de efectivo estimados, usando las tasas de interés de bonos corporativos de alta calidad 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.

Las ganancias y pérdidas actuariales se tratan de acuerdo al método de la banda de fluctuación o corredor, y si corresponde se amortizan a resultados de acuerdo con lo dispuesto por NIC 19, cuando su importe acumulado excede el 10% del valor presente de la obligación, en tal caso, el excedente se lleva a resultados en el plazo estimado remanente de la relación laboral de los empleados. Los costos de servicios pasados se reconocen inmediatamente en resultados.

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

Los beneficios por cese que no califican con descrito en el punto 2.23.3.- se pagan cuando la relación laboral se interrumpe antes de la fecha normal de retiro o cuando un empleado acepta voluntariamente el cese a cambio de estos beneficios. 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.

2.23.5.- 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. Las ganancias y pérdidas derivadas de los cálculos actuariales se cargan o abonan a los resultados del ejercicio en el que se producen.

2.23.6.- 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, como también de los Directores,

sobre la base de una fórmula que toma en cuenta la utilidad atribuible a los accionistas de las Sociedades.

2.24.- 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 implícita, como resultado de sucesos pasados;
- Es probable que vaya a ser necesaria una salida de recursos para liquidar la obligación;
- El importe se ha 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 los estados de situación financiera, 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.

2.25.- Subvenciones estatales.

Las subvenciones gubernamentales se reconocen por su valor justo, 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.

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

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

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

2.27.- 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.

2.27.1.- 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.

2.27.2.- Servicios de transmisión de energía eléctrica.

El ingreso por servicios de transmisión 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.

2.27.3.- 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.

2.27.4.- Ingresos por intereses.

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

2.27.5.- Ingresos por dividendos.

Los ingresos por dividendos se reconocen cuando se establece el derecho a recibir su pago.

2.28.- Arrendamientos.

2.28.1.- 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.

2.28.2.- 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.

2.28.3.- 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.

2.29.- 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. 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.

2.30.- Distribución de dividendos.

Los dividendos a pagar a los accionistas del Grupo CGE se reconocen como un pasivo en los estados financieros en el período en que son declarados y aprobados por los accionistas del Grupo CGE 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.- POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.

El Grupo CGE es un holding de empresas, a través de las cuales posee una presencia significativa en el sector electricidad, particularmente en las actividades de distribución, transmisión, y en generación de energía eléctrica. Asimismo, participa en el sector gas, tanto en el negocio de gas licuado como en el de gas natural.

Las principales características de los mercados donde opera el Grupo CGE, a través de sus empresas relacionadas y sus eventuales factores de riesgos son los siguientes:

3.1.- Sector electricidad.

3.1.1.- 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, EMELECTRIC, EMETAL y EDELMAG que en conjunto abastecen a 2.429.597 clientes entre la Región de Arica y la Región de la Araucanía, y en la Región de Magallanes, con ventas físicas que alcanzaron a 11.755 GWh al cierre de 2011.

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 privado.

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. En efecto, 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. En este sentido, 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, la compañía cuenta con contratos suscritos en el marco de las licitaciones de suministro eléctrico efectuadas entre los años 2006 y 2009, en cumplimiento de la Ley General de Servicios Eléctricos. En efecto, producto de los mencionados procesos, CGE DISTRIBUCION tiene contratado 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. y Eléctrica Puntilla S.A., cuyos acuerdos cubren las necesidades de todas las zonas de concesión de la compañía por plazos entre 12 y 15 años a contar del 1 de enero de 2010.

En cuanto al suministro para clientes libres, CGE DISTRIBUCIÓN también mantiene contratos vigentes con diversos suministradores por plazos variables, los cuales se encuentran ajustados a los plazos convenidos con dichos clientes.

En relación a la situación de la generadora Campanario Generación S.A., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, después de solicitar antecedentes adicionales, instruyó la suspensión de esta generadora, en su calidad de participante en los balances de inyecciones y retiros de energía y potencia, a partir del 1 de septiembre de 2011, debiendo las empresas que integran el CDEC-SIC abastecer íntegramente los consumos de los clientes sujetos a fijación de precios cuyos suministros se encuentren adjudicados a dicha empresa. Por tal motivo, dichos clientes no han visto afectado su suministro.

- ii) EMELARI, ELIQSA y ELECDA: Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, estas distribuidoras del SING cuentan, cada una, con un contrato de suministro de energía y potencia a precio regulado con el generador Gas Atacama Generación. Estos contratos están vigentes hasta el 31 de diciembre de 2011. Por otra parte, durante el ejercicio 2009, a través de una licitación pública, se firmó un contrato de suministro de energía y potencia con E-CL con vigencia desde enero de 2012 hasta diciembre de 2026. En el caso de la porción del SIC de ELECDA, esta distribuidora cuenta con un contrato con Endesa y Gener desde enero de 2010 hasta el año 2019 y 2024, respectivamente.

- iii) EMELAT, EMELECTRIC y EMETAL: En el caso de estas distribuidoras, cada una cuenta con contratos de suministro a precio licitado con Endesa y Gener con vigencia desde enero de 2010 hasta el año 2019 y 2024 en el caso de EMELAT.
- iv) CONAFE: Para abastecer el consumo de sus clientes regulados y libres, cuenta con dos contratos de suministro de energía y potencia con generadores; en efecto, con la empresa Colbún S.A. se mantiene un contrato que abarca la zona de Viña del Mar, vigente hasta el 30 de abril 2015. Con la empresa Eléctrica Guacolda S.A. mantiene un contrato con vigencia hasta el 31 de octubre de 2015, que permite abastecer al resto de sus clientes regulados, ubicados tanto en la región de Coquimbo como en la de Valparaíso.

La subsidiaria ENELSA tiene contratos de suministro de energía y potencia con Endesa y Colbún S.A. con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2019.
- v) 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 fijado por la autoridad en el punto de interconexión de las instalaciones de transmisión con las de distribución (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 para dar cumplimiento a la modificación introducida por la Ley Corta II);
- un cargo único por uso del Sistema Troncal y
- el 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.

Como el precio de nudo corresponde al precio aplicable a la compra de energía para consumos sometidos a regulación de precios y el cargo único por uso del Sistema Troncal se debe traspasar a los propietarios de dichos sistemas, la distribuidora recauda sólo 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.

Así, el retorno sobre la inversión para una distribuidora, dependerá de su desempeño relativo a los estándares determinados para la empresa modelo. El sistema tarifario permite que aquellas más eficientes, obtengan retornos superiores a los de la empresa modelo.

El Valor Agregado de Distribución remunera:

- Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independiente de su consumo;
- Pérdidas medias de distribución en potencia y energía;
- Costos estándares de inversión, mantenimiento 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 propias 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 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. Particularmente, dichas fórmulas de indexación, que son aplicadas mensualmente, consideran las variaciones del IPC, del IPMN, del precio del cobre 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 con el 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.

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 Turismo, 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.

De todo lo indicado anteriormente, se puede concluir que el negocio de distribución de electricidad en Chile posee un bajo nivel de riesgo desde el punto de vista tarifario ya que los precios son determinados por la legislación vigente mediante un mecanismo de carácter técnico, el cual permite obtener una rentabilidad razonable para los activos invertidos en este sector.

3.1.2.- Distribución de electricidad en Argentina.

En Argentina el Grupo CGE, a través, de sus empresas relacionadas EDET, EJESA, EJSEDSA y ENERGIA SAN JUAN abastece a 808.170 clientes distribuidos en las provincias de Tucumán, Jujuy y San Juan, con ventas físicas que alcanzaron a 4.628 GWh acumulados al cierre de 2011.

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. A partir de los años 2007 y 2008 se dio cumplimiento a los acuerdos, permitiendo la efectiva aplicación de sus términos y condiciones, y la reducción de este factor de incertidumbre que afectaba a las inversiones del Grupo CGE en este país.

De todo lo indicado anteriormente, se puede concluir que el negocio de distribución de electricidad en Argentina, al igual que el de Chile, posee un bajo nivel de riesgo desde el punto de vista tarifario ya que los precios son determinados por la legislación vigente mediante un mecanismo de carácter técnico.

3.1.3. 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 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 y que representa el 44% de las líneas de subtransmisión del SIC. Todas estas instalaciones representan un valor anualizado de inversiones (AVI) más un costo anual de operación, mantenimiento y administración (COMA) equivalente al 35% 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.

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 bastante reducido.

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), que modificó el marco regulatorio de la transmisión de electricidad, estableciendo un nuevo régimen de tarifas, otorgando certidumbre regulatoria a este segmento.

Las instalaciones de subtransmisión son remuneradas por medio de una tarifa, que se determina cada cuatro años a través del estudio de subtransmisión, el que considera el valor anual de los sistemas de subtransmisión adaptados a la demanda de los siguientes 10 años. El estudio busca minimizar el costo actualizado de inversión, operación y falla de las instalaciones eficientemente operadas.

La tarifa resultante garantiza una rentabilidad anual de 10% sobre los activos, y se ajusta cada 6 meses considerando variables como el índice de precios al por mayor de manufacturas nacionales (IPMN), el índice de precios al por mayor de bienes importados (IPMI), el índice de precios al consumidor (IPC) y los precios internacionales del acero, cobre, y aluminio.

El referido estudio considera separadamente las pérdidas medias de subtransmisión en potencia y energía, y los costos estándares anuales de inversión, mantención, operación y administración asociados a las instalaciones.

Las tarifas de subtransmisión vigentes son las publicadas en el decreto N° 320 del Ministerio de Economía Fomento y Turismo, publicado en el Diario Oficial con fecha 9 de enero de 2009, y que rigen hasta el año 2010.

El estudio a partir del cual se determinarán las nuevas tarifas aún está en proceso de revisión por parte de la Comisión Nacional de Energía. Dicho esto, las tarifas del decreto actual se mantienen y una vez que entre en vigencia las nuevas tarifas, éstas se aplicarán retroactivamente.

De lo anterior, se puede concluir que el negocio de transmisión y transformación de electricidad, posee un bajo nivel de riesgo desde el punto de vista tarifario ya que los precios son determinados por la legislación vigente mediante un mecanismo de carácter técnico, el cual permite obtener una rentabilidad razonable para los activos invertidos en este sector.

3.1.4. 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 ENERPLUS, IBENER, EDELMAG, TECNET Y GAS SUR.

En el SIC, a través de ENERPLUS, CGE es titular del 100% de Iberoamericana de Energía Ibener S.A. (IBENER), que posee y opera dos centrales hidroeléctricas: Peuchén y Mampil, cuya capacidad instalada es de 134 MW y que se encuentran ubicadas en el Río Duqueco, Región del Bío Bío. EDELMAG provee de generación de electricidad en la XII Región, sirviendo a las ciudades de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, con una capacidad total instalada de 99 MW en turbinas a gas y motores diesel. TECNET posee 12 MW en capacidad propia y 9 MW de propiedad de terceros que son operados por esta subsidiaria. En las instalaciones de GAS SUR se opera la Central Newen, una termoeléctrica que cuenta con una turbina de generación a gas de 15 MW.

Uno de los proyectos más avanzados que está desarrollando ENERPLUS, es el Proyecto Ñuble. Éste consiste en una central hidroeléctrica de pasada de 136 MW que aprovechará los recursos del río Ñuble, con una generación media anual de 690 GWh.

La escasez en la oferta de energía ha estado fuertemente afectada por las condiciones hidrológicas del país. Al respecto, estos escenarios adversos podrían afectar los resultados operacionales del negocio.

3.2.- Sector gas.

3.2.1.- Gas licuado.

El Grupo CGE a través de GASCO y su subsidiaria GASCO GLP, participa en el negocio de distribución de gas licuado en Chile, con una cobertura que se extiende entre la Región de Antofagasta y la Región de Los Lagos, así como también en la Región de Magallanes, alcanzando al cierre de 2011, una participación de mercado de 28% a nivel nacional. Asimismo, a través de su subsidiaria Gasmar S.A., importa gas licuado para el mercado nacional.

En Colombia, a partir del año 2010, a través de la subsidiaria INVERSIONES GLP, GASCO distribuye gas licuado en 22 de los 32 departamentos del país, alcanzando una participación de mercado al 31 de diciembre de 2011 de aproximadamente el 23%.

Demanda y concentración de las operaciones:

Por tratarse de un bien de consumo básico, la demanda por gas licuado presenta estabilidad en el tiempo y no es afectada significativamente por los ciclos económicos. Sin embargo, factores tales como la temperatura, el nivel de precipitaciones y el precio del gas licuado en relación a otras alternativas de combustibles, podrían eventualmente afectar la demanda.

El negocio de importación y almacenamiento de gas licuado, actividad desempeñada por GASMAR, opera mediante contratos de venta de gas licuado a las principales distribuidoras del país, lo que otorga una estabilidad a los flujos de ingresos de la empresa y en los márgenes de las empresas distribuidoras.

Abastecimiento:

Uno de los factores de riesgo en el negocio de comercialización de gas licuado lo constituye el abastecimiento de su materia prima. La subsidiaria GASMAR, principal proveedor de gas licuado de GASCO GLP, tiene la capacidad para minimizar este riesgo al importar este combustible desde distintos países del mundo como: EE.UU., Argentina, Arabia Saudita, Inglaterra, Noruega, Qatar, entre otros. Asimismo, las compras nacionales se hacen a Enap a través de embarques provenientes de Cabo Negro, en la Región de Magallanes.

GASMAR opera en un mercado que se encuentra expuesto a riesgos comerciales por el desfase de tiempo entre la compra y la venta de gas propano. La empresa adquiere en el mercado internacional entre 15 y 70 días antes que se realice la venta del producto, lo que genera un riesgo por las variaciones que puedan existir durante ese período en el precio internacional de referencia Mont Belvieu y el tipo de cambio. Para mitigar la exposición a este riesgo, la empresa ha implementado un programa de cobertura a través de la compraventa de seguros de cambio y swaps de propano.

En el mercado colombiano, la subsidiaria INVERSIONES GLP realiza sus compras directamente a Ecopetrol S.A., sociedad vinculada al Ministerio de Minas y Energía.

3.2.2.- Gas natural.

El Grupo CGE concentra las actividades de distribución y transporte de gas natural en 4 regiones de Chile y en 4 provincias de Argentina, a través de GASCO y sus empresas subsidiarias y asociadas, abasteciendo a clientes residenciales, comerciales e industriales, en ambos países.

En el negocio de distribución de gas natural en Chile, GASCO participa en esta actividad a través de sus subsidiarias METROGAS, en las regiones Metropolitana y del Libertador General Bernardo O'Higgins, GAS SUR e INNERGY HOLDINGS en la Región del Bío Bío y la unidad de negocios Gasco Magallanes en la Región de Magallanes. También participa, a través de METROGAS, en la propiedad de GNL Quintero, que importa gas natural licuado desde distintas partes de mundo.

En el noroeste de Argentina GASCO distribuye gas natural por intermedio de GASNOR y comercializa gas natural a través de GASMARKET. Asimismo, participa en el transporte de gas natural a través de sus empresas asociadas GASODUCTO DEL PACÍFICO y GASANDES.

Al finalizar el presente período, el número total de clientes abastecidos por METROGAS, GAS SUR y Gasco Magallanes alcanza los 551.315, mientras que GASNOR provee de gas natural a 440.097 clientes.

Demanda:

De manera similar al negocio de distribución de gas licuado, el gas natural también 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 el riesgo de 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:

Con respecto al riesgo de suministro, GAS SUR importa el gas natural desde Argentina para su posterior distribución. En el caso de la unidad de negocios Gasco Magallanes, el suministro es otorgado por ENAP, y el abastecimiento corresponde a producción nacional.

Para METROGAS, el inicio de la operación comercial del Terminal de Regasificación de GNL en Quintero, cuya puesta en marcha se realizó en el mes de septiembre de 2009, ha permitido contar con gas natural proveniente desde distintas partes del mundo, a precios competitivos, reduciendo la vulnerabilidad en cuando al abastecimiento.

En el nuevo escenario de suministro de gas natural, un evento de situación de emergencia que pudiera implicar una interrupción de suministro a los clientes residenciales y comerciales es altamente improbable. En todo caso, METROGAS dispone de un sistema de respaldo de gas natural simulado, el cual puede ser inyectado en las redes en remplazo del gas natural, y que estuvo en operación hasta agosto de 2009, con el objeto de asegurar el suministro a los clientes residenciales y comerciales, durante el tiempo de la emergencia.

Por otro lado, GAS SUR está orientado 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.

Adicionalmente, con la puesta en marcha del Terminal de Regasificación de GNL, se está estudiando la posibilidad de implementar un sistema de gasoductos virtuales para llevar suministro de gas natural a la Región del Bío Bío, mediante el envío de GNL en camiones desde el Terminal de Quintero.

Con fecha 31 de mayo de 2010, la subsidiaria Transportes e Inversiones Magallanes S.A. (en adelante TIMSA) inició la operación del servicio de transporte de pasajeros a gas natural en la ciudad de Punta Arenas. Durante el ejercicio 2011 se movilizó 5,5 millones de pasajeros, logrando una penetración de mercado cercana al 30% del transporte público.

En lo que respecta a la fuente de suministro de gas natural en la XII región, ENAP, único proveedor de este combustible en esta zona, mantiene un contrato de abastecimiento con GASCO.

3.3.- Riesgo financiero.

Los negocios en que participan las empresas del Grupo CGE, especialmente aquellas que desarrollan su actividad en el sector eléctrico en Chile, principal fuente de resultados y flujos para el Grupo, corresponden a inversiones con un perfil de retornos de largo plazo y estabilidad regulatoria, ya que los precios de venta son determinados mediante un mecanismo de carácter técnico, el cual permite obtener una rentabilidad razonable, que la ley establece dentro de una

banda del 10% +/- 4% para la industria de la distribución de electricidad en su conjunto. Asimismo, los ingresos y costos se encuentran estructurados fundamentalmente en pesos y/o unidades de fomento.

En atención a lo anterior, a nivel corporativo se definen, coordinan y controlan las estructuras financieras de las empresas que componen el Grupo CGE en orden a prevenir y mitigar los principales riesgos financieros identificados.

3.3.1.- Riesgo de tipo de cambio.

Debido a que los negocios en que participan las empresas del Grupo CGE son fundamentalmente en pesos, 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. Como consecuencia de lo anterior, la denominación de la deuda financiera al 31 de diciembre de 2011 es un 94% en Unidades de Fomento o pesos chilenos y el saldo en moneda extranjera. Un porcentaje similar se puede observar al 31 de diciembre de 2010.

Tipo de deuda	31-12-2011		31-12-2010	
	M\$	%	M\$	%
Deuda en pesos o UF	1.652.746.034	94,48%	1.687.169.276	95,71%
Deuda en moneda extranjera	96.569.451	5,52%	75.687.062	4,29%
Total deuda financiera	1.749.315.485	100,00%	1.762.856.338	100,00%

Como consecuencia de lo anterior, la mayor exposición cambiaria está relacionada con la variación de la Unidad de Fomento respecto del peso chileno.

A pesar que el Grupo CGE posee un stock de deuda en moneda extranjera de M\$ 139.324.994, M\$ 42.755.543 se encuentran cubiertos de la variación del tipo de cambio y reexpresados en Unidades de Fomento mediante cross currency swaps.

Al cierre del ejercicio 2011, el valor del dólar observado alcanzó a \$ 519,20, es decir un 10,9% superior al valor de cierre al 31 de diciembre de 2010, fecha en que alcanzó un valor de \$ 468,01.

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 debido a la variación de $\pm 1\%$ en el tipo de cambio, con respecto a diciembre de 2010.

Sensibilización tipo de cambio	% t/c	T/c cierre	Deuda en moneda extranjera		Efecto t/c M\$
			MUS\$	M\$	
Saldos al 31-12-2011		519,20	185.997	96.569.451	
	-1%	514,01	185.997	95.603.756	(965.695)
	1%	524,39	185.997	97.535.146	965.695

Como resultado de esta sensibilización, el efecto marginal en la utilidad del Grupo CGE habría alcanzado a \pm M\$ 965.695.

En relación a la deuda en dólares por US\$ 82.000.000 que tiene asociado un cross currency swap, se fijó el capital al momento de la contratación de éstos en UF 2.047.962. Bajo estas circunstancias, el efecto en resultados debido a la variación del valor de la unidad de fomento entre el 31/12/2010 y el 31/12/2011, alcanzó a una pérdida de M\$ 1.717.175.

Períodos de análisis	UF	M\$
al 31 de diciembre de 2010	2.047.962	43.940.151
al 31 de diciembre de 2011	2.047.962	45.657.326
Resultado por unidad de reajuste		(1.717.175)

3.3.2.- Riesgo de variación unidad de fomento.

Al 31 de diciembre de 2011, el Grupo CGE mantiene un 77% de sus deudas financieras expresadas en UF, lo que genera un efecto en la valorización de estos pasivos respecto del peso. Para dimensionar el efecto de la variación de la UF en el resultado antes de impuestos, se realizó una sensibilización de esta unidad de reajuste, determinando que ante un alza de un 1% en el valor de la UF al 31 de diciembre de 2011, los resultados antes de impuestos hubieran disminuido en M\$ 13.505.714 y lo contrario hubiera sucedido ante una disminución de 1% en la UF.

3.3.3.- 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 baja exposición al riesgo asociado a las fluctuaciones de las tasas de interés en el mercado, ya que el 61% de la deuda financiera a nivel consolidado al cierre del ejercicio 2011 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 bajo un escenario en que las tasas fueran 1% superior a las vigentes sería de M\$ 6.798.392 de mayor gasto por intereses durante lo que va del año. Por el contrario si el 100% de la deuda estuviera estructurada a tasa variable, el efecto en resultados del escenario anterior sería M\$ 17.493.155 de mayor gasto.

3.3.4.- 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.

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.

La deuda financiera del Grupo CGE se encuentra estructurada en 81% a largo plazo mediante bonos y créditos bancarios. El reducido riesgo de refinanciamiento se circunscribe a aquella porción de la deuda que se encuentra radicada en el corto plazo, de la cual un porcentaje corresponden a efectos de comercio, que por su naturaleza se registran en el corto plazo, a pesar de que corresponden a emisiones efectuadas con cargo a líneas a 10 años.

En los siguientes cuadros se puede apreciar el perfil de vencimiento de capital e intereses del Grupo CGE, los cuales se encuentran radicados mayoritariamente en el largo plazo.

Capital e intereses con proyección futura de flujo de caja al 31-12-2011	Hasta 1 año M\$	Más de 1 año y hasta 3 años M\$	Más de 3 años y hasta 6 años M\$	Más de 6 años y hasta 10 años M\$	Más de 10 años M\$	TOTAL M\$
---	--------------------	------------------------------------	-------------------------------------	--------------------------------------	-----------------------	--------------

Bancos	292.691.407	415.184.335	104.016.913	0	0	811.892.655
Efectos de comercio	20.000.000					20.000.000
Bonos	69.105.454	170.691.115	198.088.812	428.869.000	349.443.683	1.216.198.064

Total	381.796.861	585.875.450	302.105.725	428.869.000	349.443.683	2.048.090.719
	19%	29%	15%	21%	17%	100%

Capital e intereses con proyección futura de flujo de caja al 31-12-2010	Hasta 1 año M\$	Más de 1 año y hasta 3 años M\$	Más de 3 años y hasta 6 años M\$	Más de 6 años y hasta 10 años M\$	Más de 10 años M\$	TOTAL M\$
---	--------------------	------------------------------------	-------------------------------------	--------------------------------------	-----------------------	--------------

Bancos	250.327.546	467.947.835	145.769.341	794.349	0	864.839.070
Efectos de comercio	50.000.000					50.000.000
Bonos	87.027.225	157.859.958	139.425.982	198.085.013	655.699.331	1.238.097.509

Total	387.354.771	625.807.793	285.195.323	198.879.362	655.699.331	2.152.936.579
	18%	29%	13%	9%	30%	100%

3.3.5.- 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, cuyos montos individuales adeudados no son significativos en relación al total de Ingresos Operacionales.

En relación a la actividad de distribución de gas licuado y 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 meses de ventas, reflejando las características de los negocios de distribución de electricidad, gas licuado y gas natural. Del mismo modo, el monto de Deudas Comerciales Vencidas y Deterioradas representa un monto poco significativo, del orden de 2,5% del total de Ingresos Operacionales.

Conceptos	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Ingresos operacionales (últimos 12 meses)	2.333.732.579	2.011.725.612
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar bruto.	536.976.474	547.216.056
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas.	70.209.518	36.438.694
Rotación cuentas por cobrar (meses).	2,3	2,7
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales.	2,53%	1,52%

3.3.6.- 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 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010. 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, concluyéndose que no existe una diferencia significativa entre el valor libro y el valor justo de éstas:

Deuda al 31 de diciembre de 2011	Pasivos financieros a valor libro	Pasivos financieros a valor justo	Valor Justo v/s valor libro
	M\$	M\$	%
Bancos	840.878.137	852.891.686	1,41%
Bonos y efectos de comercio	908.437.348	1.004.603.324	9,57%
Total pasivo financiero	1.749.315.485	1.857.495.010	5,82%

Deuda al 31 de diciembre de 2010	Pasivos financieros a valor libro	Pasivos financieros a valor justo	Valor Justo v/s valor libro
	M\$	M\$	%
Bancos	803.529.050	754.152.522	-6,55%
Bonos y efectos de comercio	959.327.288	1.045.917.382	8,28%
Total pasivo financiero	1.762.856.338	1.800.069.904	2,07%

3.4.- Control interno.

El Grupo CGE cuenta con mecanismos de control interno, controles de gestión de riesgos, controles de gestión económico-financiero, para asegurar que las operaciones se realicen en concordancia con las políticas, normas y procedimientos establecidos internamente.

Las subsidiarias CGE Distribución S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y Novanet S.A. a partir de enero de 2010, implementaron el sistema de gestión y administración integrado SAP, que permitirá obtener a futuro mejoras y eficiencias significativas en la gestión. Como parte del proceso de estabilización post-implantación del sistema, estas subsidiarias experimentaron problemas operativos, principalmente en sus sistemas de facturación, y consecuentemente, se adoptaron todas las acciones necesarias para lograr la normalización de sus procesos y procedimientos. Los presentes estados financieros consolidados por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011 incluyen todos los efectos conocidos a la fecha, derivados de este proceso de estabilización. Asimismo, las administraciones de dichas subsidiarias estiman que de las regularizaciones en curso que aún se deban completar, no surgirán efectos que puedan afectar de manera significativa la posición financiera de las mismas.

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 N° 2.12. Los montos recuperables de las unidades generadoras de efectivo han sido determinados sobre la base de cálculos de sus valores en uso.

Los resultados de las estimaciones efectuadas no arrojaron deterioro alguno sobre la plusvalía comprada (ver nota 14.1).

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 bonos corporativos de alta calidad 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 N° 21 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 transmisión y distribución eléctrica son efectuadas tomando como base la metodología del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR / VI) de los activos utilizada en los informes presentados periódicamente a la autoridad regulatoria, el cual es ajustado –si corresponde– para incorporar las variables no contempladas por el estudio a la fecha de cierre del período o ejercicio. Dicho VNR 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.

5.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es la siguiente:

Clases de efectivo y equivalentes al efectivo	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Efectivo en caja.	6.243.898	8.123.556
Saldos en bancos.	15.851.453	23.121.366
Depósitos a corto plazo.	887.180	13.456.225
Otro efectivo y equivalentes al efectivo (*).	28.303.159	51.543.373
Total	51.285.690	96.244.520

(*) Al 31 de diciembre de 2011 el ítem de Otro efectivo y equivalentes al efectivo, están compuestos por M\$ 21.750.464 de cuotas de fondos mutuos de renta fija y M\$ 6.552.695 de inversiones en pactos. Para el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2010, el saldo se compone de M\$ 47.380.326 de cuotas en Fondos Mutuos y M\$ 4.163.047 de inversiones en Pactos.

El efectivo y equivalentes al efectivo incluido en los estados consolidados de situación financiera al 31 de diciembre de 2011 y 2010 no difiere del presentado en los estados consolidados de flujos de efectivo.

La composición del rubro por tipo de monedas al 31 de diciembre 2011 y 2010 es la siguiente:

Información del efectivo y equivalentes al efectivo por moneda	Moneda	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Monto del efectivo y equivalente al efectivo.	CL \$	45.608.866	87.065.609
Monto del efectivo y equivalente al efectivo.	US \$	3.966.135	3.775.226
Monto del efectivo y equivalente al efectivo.	Cop \$	1.083.392	4.704.722
Monto del efectivo y equivalente al efectivo.	AR \$	627.297	698.963
Total		51.285.690	96.244.520

6.- OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es la siguiente:

Otros activos financieros	31-12-2011		31-12-2010	
	Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados.	14.395	0	12.976	0
Activos de cobertura.	747.902	0	18.415	0
Activos financieros disponibles para la venta.	0	7.449.024	0	7.369.014
Total	762.297	7.449.024	31.391	7.369.014

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

Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se presentaron como “actividades de operación” en el estados de flujos de efectivo, como parte de los cambios en el capital de trabajo. Lo anterior, se fundamenta en que el Grupo CGE ha contratado los señalados activos como instrumentos financieros derivados con el propósito de hacer cobertura económica y financiera de los riesgos asociados al tipo de cambio y tasas de interés enunciados.

Los cambios en los valores razonables de los activos clasificados en esta categoría se registran en la cuenta “otros ingresos por función/otros gastos por función” en el estado de resultados.

Clase de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	31-12-2011		31-12-2010	
	Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados, instrumentos de patrimonio.	14.395	0	12.976	0
Total	14.395	0	12.976	0

6.2.- 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, unidades de reajuste, tipos de cambio y variaciones de precio del gas licuado y gas natural. Estos derivados han sido designados como de cobertura y se clasifican bajo el rubro “otros activos financieros y otros pasivos financieros”.

El Grupo CGE mantiene al 31 de diciembre de 2011 y 2010 contratos de permuta de tipo de cambio y tasa de interés (cross currency interés trate swap) suscritos el 11 de julio de 2008, que convierten US\$ 82 millones al equivalente de U.F. 2.047.962. Los contratos señalados fueron designados como instrumentos de cobertura de los flujos de caja vinculados al pago de la deuda en moneda extranjera por MUS\$ 82.000 (Nota 18.2), en lo que se refiere a los riesgos de tipo de cambio y tasa de interés para sus subsidiarias CGE Distribución S.A., Transnet S.A. y Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A., a través de su subsidiaria Gasco S.A. tiene suscrito con el Banco Corpbanca un contrato de derivado “Swaps” de cobertura de moneda y tasa de interés, que

redenomina una deuda en pesos a tasa variable de TAB pesos a 180 días más 0,25% anual, a una deuda a tasa fija de 3,88% anual, expirando el contrato el 4 de octubre de 2012.

Además, el Grupo CGE tiene suscrito contratos de derivados de riesgo de variación de precios de “commodities”, bajo la modalidad swaps, para cubrir el riesgo temporal. Estos derivados han sido designados como de cobertura a valor razonable y se clasifican bajo el nombre “activos de cobertura” o “pasivos de cobertura”, según corresponda.

Los instrumentos derivados de la subsidiaria Metrogas S.A. se consideran como de cobertura de valor justo de las existencias. Esto se fundamenta en que la operación no busca fijar el precio de compra del gas, sino que comprar a un precio de mercado y no tener existencias valoradas a precios fuera de mercado.

La subsidiaria Gasmar S.A., para las coberturas de tipo de cambio, su valor justo se determina por la compensación que resulte, considerando como tipo de cambio de maduración, el valor futuro vigente a la fecha de cierre, actualizado a su valor presente por la tasa TAB nominal de 30 días, vigentes a esa misma fecha. En los derivados de tipo de cambio, para determinar el valor futuro vigente a la fecha de cierre, se emplean los puntos forward a una semana de plazo y a 30 días plazo, publicados por Reuters, a los que se agrega el valor del dólar observado a la fecha de cierre.

Para los contratos derivados de propano, el valor justo se determina por la compensación que resulte, considerando como cotización del propano de maduración, el valor futuro vigente a la fecha de cierre, actualizado a su valor presente por la tasa Libor de 15, 30 y 60 días vigente a esa misma fecha. Los precios futuros son los publicados por Reuters a la fecha de cierre, para los meses siguientes.

El Grupo CGE, a través de sus subsidiarias Gasco S.A., Gasco GLP S.A., Metrogas S.A. y Gasmar S.A., presentan al 31 de diciembre de 2011 partidas pendientes de liquidar, cuyos efectos se registran en el patrimonio, bajo la denominación reservas de cobertura de flujo de caja o en el resultado del ejercicio, según corresponda.

El Grupo CGE, no ha reconocido en resultados ineficiencias de partidas cubiertas en instrumentos derivados. La composición de los activos y pasivos de cobertura al 31 de diciembre de 2011 y 2010 se detallan en los siguientes cuadros.

Activos de coberturas corrientes y no corrientes					Valor justo			
					Corrientes		No corrientes	
Sociedad	Tipo de contrato	Tipo de cobertura	Riesgo de cobertura	Partida cubierta	31-12-2011	31-12-2010	31-12-2011	31-12-2010
					M\$	M\$	M\$	M\$
Metrogas S.A.	Opción	Valor razonable	Exposición de las variaciones de precios de commodities (gas natural).	Existencias de gas	479.746	0	0	0
Inversiones Atlántico Colombia S.A.S.	Forward	Flujo de efectivo	Exposición de variación de tipo de cambio.	Moneda	0	9.957	0	0
Inversiones GLP S.A.S E.S.P.	Forward	Flujo de efectivo	Exposición de variación de tipo de cambio.	Moneda	0	8.458	0	0
Inversiones GLP S.A.S E.S.P.	Forward	Flujo de efectivo	Exposición de variación de tipo de cambio.	Moneda	268.156	0	0	0
Total					747.902	18.415	0	0

Pasivos de coberturas corrientes y no corrientes					Valor justo			
Sociedad	Tipo de contrato	Tipo de cobertura	Riesgo de cobertura	Partida cubierta	Corrientes		No corrientes	
					31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
CGE-Distribución S.A.	Swaps	Flujo de efectivo	Exposición de variaciones de tipo de cambio y tasa de interés variable.	Moneda y tasa de interés	2.234.896	0	0	4.539.807
Conafe S.A.	Swaps	Flujo de efectivo	Exposición de variaciones de tipo de cambio y tasa de interés variable.	Moneda y tasa de interés	536.382	0	0	1.089.561
Transnet S.A.	Swaps	Flujo de efectivo	Exposición de variaciones de tipo de cambio y tasa de interés variable.	Moneda y tasa de interés	893.963	0	0	1.815.927
Edelmag S.A.	Forward	Flujo de efectivo	Exposición de las variaciones de flujos de caja.	Moneda	0	12.365	0	0
Metrogas S.A.	Swap	Valor razonable	Exposición de las variaciones de precios de commodities (gas natural)	Existencias de gas	0	3.005.065	0	0
Gasco S.A.	Swap	Flujo de efectivo	Exposición de variaciones de tasa de interés variable.	Moneda y tasa de interés	1.816.082	0	0	2.420.098
Gasco GLP S.A.	Forward	Valor razonable	Exposición de las variaciones de precios de gas licuado.	Moneda y tasa de interés	4.430	7.458	0	0
Gasmar S.A.	Swap	Flujo de efectivo	Exposición de las variaciones de precios de gas licuado.	Existencias de gas	0	12.569	0	0
Gasmar S.A.	Forward	Flujo de efectivo	Exposición de las variaciones de precios de gas licuado.	Moneda y tasa de interés	53.809	133.858	0	0
Metrogas S.A.	Forward	Flujo de efectivo	Exposición de las variaciones de precios de commodities (gas natural)	Existencias de gas	17.648	0	0	0
Total					5.557.210	3.171.315	0	9.865.393

Los pasivos de coberturas se encuentran expuestos para los efectos de presentación en el estado de situación en la nota 18.1.

6.3.- Activos financieros disponibles para la venta.

La composición de los activos financieros disponibles para la venta al 31 de diciembre de 2011 y 2010, corresponden solamente a instrumentos de patrimonio y su detalle es el siguiente:

Detalle de los instrumentos de patrimonio					No corrientes		
R.U.T	Sociedad	Número de acciones	Porcentaje participación		31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	
			31-12-2011	31-12-2010			
76.139.483-5	SCX Bolsa de Clima de Santiago	17.143	1,71000%	0,00000%	60.000	0	
92.970.000-7	Cem S.A.	257.174	0,08570%	0,08570%	45.818	45.818	
70.393.200-2	Club de Campo la Posada S.A.	7	0,00000%	0,00000%	2.118	2.118	
70.341.300-5	Corporación Club Concepción	1	0,00000%	0,00000%	1	1	
96.539.380-3	Ediciones Financieras S.A.	25	1,25000%	1,25000%	16.520	16.520	
90.694.000-0	Empresa Periodística La Nación	240	0,24000%	0,24000%	8.531	8.531	
70.497.500-7	Estadio Español de Concepción S.A.	14	0,00000%	0,00000%	3.886	3.886	
96.721.360-8	Gasoducto Gasandes S.A.	22.464	13,00000%	13,00000%	2.279.940	2.276.040	
O-E	Gasoductos Gasandes (Argentina) S.A.	10.850.710	13,00000%	13,00000%	5.005.991	4.997.423	
99.581.910-4	Gráfica Puerto Madero S.A.	240	0,00000%	0,00000%	8.531	8.531	
91.968.000-8	Inmobiliaria Club de la Unión de Punta. Arenas S.A.	50	5,68000%	5,68000%	6.960	6.960	
73.116.100-3	Instituto de la Construcción	0	0,00000%	0,00000%	2.904	2.904	
70.024.300-1	Sociedad de Fomento Fabril	676	0,26000%	0,26000%	282	282	
O-E	Organización Terpel S.A.	3.621	0,00189%	0,00000%	7.542	0	
Total					7.449.024	7.369.014	

6.4.- Jerarquías del valor razonable.

Los instrumentos financieros que han sido contabilizados a valor justo en el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2011 y 2010, han sido medidos en base a las metodologías previstas en la NIC 39. Dichas metodologías aplicadas para clase de instrumentos financieros se clasifican según su jerarquía de la siguiente manera:

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

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 31 de diciembre de 2011 y 2010, en la medida que existan saldos vigentes a la fecha de cierre de los estados financieros.

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

Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados.			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
Activos financieros	31-12-2011		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultados.	14.395	0	0	0	14.395
Total	14.395	0	0	0	14.395

Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados.			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
Activos financieros	31/12/2010		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultados.	12.976	0	0	0	12.976
Total	12.976	0	0	0	12.976

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

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
Activos financieros	31-12-2011		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura valor razonable.	747.902	0	0	747.902	0
Total	747.902	0	0	747.902	0

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
Activos financieros	31/12/2010		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de caja.	18.415	0	0	18.415	0
Total	18.415	0	0	18.415	0

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

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
Pasivos financieros	31-12-2011		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de caja.	3.736.698	0	0	3.736.698	0
Derivados de cobertura valor razonable.	4.430	0	0	4.430	0
Derivados no designados contablemente de cobertura.	1.816.082	0	0	1.816.082	0
Total	5.557.210	0	0	5.557.210	0

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
Pasivos financieros	31/12/2010		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de caja.	158.792	9.865.393	0	10.024.185	0
Derivados de cobertura valor razonable.	3.012.523	0	0	3.012.523	0
Total	3.171.315	9.865.393	0	13.036.708	0

6.4.4.- Activos financieros disponibles para la venta.

Activos financieros disponibles para la venta			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
	31-12-2011		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Gasoducto Gasandes (Argentina) S.A.	0	5.005.991	0	0	5.005.991
Gasoducto Gasandes S.A.	0	2.279.940	0	0	2.279.940
SCX Bolsa de Clima de Santiago	0	60.000	0	0	60.000
Otros (Gasco S.A).	0	85.622	0	0	85.622
Otros (Inmobiliaria General S.A.)	0	17.471	0	0	17.471
Total	0	7.449.024	0	0	7.449.024

Activos financieros disponibles para la venta			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
	31/12/2010		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No Corrientes	M\$	M\$	M\$
Gasoducto Gasandes (Argentina) S.A.	0	4.997.423	0	0	4.997.423
Gasoducto Gasandes S.A.	0	2.276.039	0	0	2.276.039
Otros (Gasco S.A).	0	78.081	0	0	78.081
Otros (Inmobiliaria General S.A.)	0	17.471	0	0	17.471
Total	0	7.369.014	0	0	7.369.014

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 materialidad que ellos representan.

Al respecto, en lo que dice relación con la inversión de la subsidiaria Metrogas en Gasandes Argentina S.A. y Gasandes S.A., equivalentes a una participación accionaria del 13%, y a lo expresado en nota N° 20.1.5. en relación con la situación jurídica de los contratos de transporte en firme de gas natural, como supuesto se ha asumido que todos los cargadores renegocian sus contratos de transporte en los mismos términos, condiciones y costos que los considerados para el caso de Metrogas. Como consecuencia de lo anterior se ha considerado efectuar un deterioro al valor contable de esta inversión a la fecha de transición, como resultado de una valorización de los flujos futuros que tendrían las sociedades Gasandes Argentina S.A. y Gasandes S.A. bajo el escenario de contratos planteado.

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.

7.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es la siguiente:

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Deudores comerciales, neto.	402.848.706	439.579.550	24.501.119	26.168.630
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, neto.	2.952.190	3.257.865	5.020.542	4.245.221
Otras cuentas por cobrar, neto.	24.404.667	30.931.213	7.039.732	6.594.883
Total	430.205.563	473.768.628	36.561.393	37.008.734

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Deudores comerciales, bruto.	472.140.372	475.223.588	24.501.119	26.168.630
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto.	3.469.981	3.625.656	5.020.542	4.245.221
Otras cuentas por cobrar, bruto.	24.804.728	31.358.078	7.039.732	6.594.883
Total	500.415.081	510.207.322	36.561.393	37.008.734

Los plazos de vencimiento de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vigentes o por vencer al 31 de diciembre de 2011 y 2010 son los siguientes:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar por vencer	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Con vencimiento menor de tres meses.	248.061.663	249.467.482	0	0
Con vencimiento entre tres y seis meses.	15.808.568	17.252.780	0	0
Con vencimiento entre seis y doce meses.	24.419.175	21.131.805	0	0
Con vencimiento mayor a doce meses.	0	0	36.561.393	37.008.734
Total	288.289.406	287.852.067	36.561.393	37.008.734

Los plazos de la deuda vencida de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2011 y 2010 son los siguientes:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Con vencimiento menor de tres meses.	93.860.351	117.419.231
Con vencimiento entre tres y seis meses.	24.236.462	27.711.456
Con vencimiento entre seis y doce meses.	28.378.392	23.033.530
Con vencimiento mayor a doce meses.	65.650.470	54.191.038
Total	212.125.675	222.355.255

El detalle del deterioro de deudores comerciales al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

Importe en libros de deudores comerciales, otras cuentas por cobrar deteriorados	Corrientes	
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Deudores comerciales.	69.291.666	35.644.038
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero.	517.791	367.791
Otras cuentas por cobrar.	400.061	426.865
Total	70.209.518	36.438.694

El movimiento de la provisión por deterioro de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2011 y 2010, se muestra en el siguiente cuadro:

Provisión deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos y no pagados con deterioro	Corrientes	
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Saldo inicial.	36.438.694	35.541.115
Baja de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deteriorados del periodo ó ejercicio.	(4.938.000)	(1.849.054)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	10.650	(470.211)
Aumento (disminución) del periodo ó ejercicio.	38.698.174	3.216.844
Total	70.209.518	36.438.694

El detalle en resultados del deterioro al 31 de diciembre de 2011 y 2010, por rubros es el siguiente:

Efecto en resultado de la provisión en el ejercicio	Saldo al	
	01-01-2011	01-01-2010
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Deudores comerciales.	38.629.019	3.584.786
Otras cuentas por cobrar.	69.155	5.207
Total	38.698.174	3.589.993

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. El Grupo CGE no solicita colaterales en garantía.

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 sus 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.

Detalle de información vinculada con cuentas por cobrar por arrendamiento financiero:

Pagos mínimos a recibir por arrendamiento, arrendamientos financieros	31-12-2011			31-12-2010		
	Bruto	Interés	Valor presente	Bruto	Interés	Valor presente
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
No posterior a un año.	4.301.741	(1.349.551)	2.952.190	4.403.551	(1.145.686)	3.257.865
Posterior a un año pero menor de cinco años.	5.782.722	(1.653.119)	4.129.603	5.184.361	(1.356.886)	3.827.475
Más de cinco años.	1.050.700	(159.761)	890.939	469.695	(51.949)	417.746
Total	11.135.163	(3.162.431)	7.972.732	10.057.607	(2.554.521)	7.503.086

8.- CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.

Las transacciones con empresas relacionadas son de pago/cobro inmediato ó hasta 90 días, y no están sujetas a condiciones especiales. Estas operaciones se ajustan a lo establecido en los artículos N° 44 y 89 de la Ley N° 18.046, sobre Sociedades Anónimas. No existen deudas de dudoso cobro, razón por la cual no se ha constituido una provisión de deterioro para estas transacciones.

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.

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.

8.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.

8.1.1.- Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es la siguiente:

Cuentas por cobrar a entidades relacionadas							Saldos al			
R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes	
							31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
							M\$	M\$	M\$	M\$
0-E	Almallano S.A. E.S.P.	Colombia	Servicios prestados	Hasta 90 días	Asociada	Cop \$	2.688	0	0	0
0-E	Combustibles Cota Ltda	Colombia	Venta de gas licuado	Hasta 90 días	Indirecta	Cop \$	106	0	0	0
0-E	Empresa Jujeña de Sistemas Energeticos Dispersos S.A.	Argentina	Servicios prestados	Hasta 90 días	Negocios Conjuntos	AR \$	18.942	18.491	0	0
0-E	Ferdilan Overseas Inc.	Panamá	Aportes por capitalizar	Hasta 90 días	Accionista de Subsidiaria	Cop\$	3.271.077	0	0	0
0-E	Fif y Cia.S.A.S	Colombia	Venta de gas licuado	Hasta 90 días	Indirecta	Cop \$	475	0	0	0
0-E	Gascart S.A.	Argentina	Comisiones	Hasta 30 días	Negocio Conjunto	AR \$	0	55.396	0	0
0-E	Gasnor S.A.	Argentina	Reembolso de Gastos	Más de 90 días y hasta 1 año	Subsidiaria Conjunta	US \$	285.041	220.831	0	0
0-E	Gasoducto del Pacifico (Arg.) S.A.	Argentina	Dividendos	Más de 90 días y hasta 1 año	Negocios Conjuntos	AR \$	1.917.045	1.884.340	0	0
0-E	Norelec S.A.	Argentina	Dividendos	Más de 90 días y hasta 1 año	Negocio Conjunto	AR \$	9.777	9.538	0	0
0-E	Vidagas de Occidente S.A.	Colombia	Servicios prestados	Hasta 30 días	Indirecta	Cop \$	0	20.042	0	0
0-E	Plexport S.A.	Colombia	Servicio de transporte Terrestre	Hasta 30 días	Indirecta	Cop \$	0	6.665	0	0
0-E	Plexa S.A. E.S.P.	Colombia	Venta de Gas Licuado	Hasta 90 días	Indirecta	Cop \$	23.189	180.269	0	0
0-E	Supergas de Nariño SA ESP	Colombia	Venta de gas licuado	Hasta 90 días	Indirecta	Cop \$	19.077	0	0	0
0-E	Transportes Dinagas S.A.S	Colombia	Préstamos otorgados	Hasta 90 días	Indirecta	Cop \$	2.964	0	0	0
65.166.730-5	Fundación Gasco	Chile	Reembolso de Gastos	Más de 90 días y hasta 1 año	Indirecta	CL \$	198	189	0	0
76.038.873-4	Tu Ves S.A.	Chile	Venta de materiales	Hasta 30 días	Asociada	CL \$	0	4.190	0	0
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Abonos)	Más de 90 días y hasta 1 año	Negocios conjuntos	US \$	2.773.496	1.397.972	0	0
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Anticipos compra de Gas Natural	Más de 1 Año	Negocios conjuntos	US \$	0	0	970.420	844.448
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Disminución de capital	Hasta 90 días	Negocios conjuntos	US \$	8.496.664	0	0	0
81.095.400-0	Sociedad Nacional de Oleoductos S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	15.091	15.091	0	0
85.241.300-5	Fundacion CGE	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Indirecta	CL \$	187	0	0	0
91.806.000-6	Abastecedora de Combustibles S.A.	Chile	Venta de Gas Licuado	Hasta 90 días	Accionista de Subsidiaria	CL \$	3.435.478	2.512.967	0	0
92.307.000-1	Rhona S.A.	Chile	Venta de materiales	Hasta 90 días	Director común	CL \$	262	262	0	0
94.478.000-9	Indiver S.A.	Chile	Servicios informáticos	Hasta 90 días	Accionista	CL \$	921	2.033	0	0
94.478.000-9	Indiver S.A.	Chile	Arriendos de oficinas	Hasta 90 días	Accionista	CL \$	1.096	0	0	0
94.478.000-9	Indiver S.A.	Chile	Arriendos de estacionamientos	Hasta 90 días	Accionista	CL \$	95	0	0	0
944.780.00-9	Indiver S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Accionista	CL \$	3.184	0	0	0
96.856.650-4	Innergy Holdings S.A.	Chile	Aportes por capitalizar	Más de 1 Año	Negocios Conjuntos	US \$	0	0	4.402.626	4.354.566
96.856.650-4	Innergy Holdings S.A.	Chile	Reembolso de Gastos	Hasta 90 Días	Negocios Conjuntos	US \$	8.548	8.499	0	0
96.895.660-4	Inversiones El Rauli S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Asociada	CL \$	0	1.250	0	0
96.641.810-2	Gas Natural Producción S.A.	Chile	Aportes por capitalizar	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	2.349	0	0	0
99.520.000-7	Cia. De Petróleos de Chile Copec S.A.	Chile	Venta de Gas Natural	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	108.712	42.163	0	0
99.527.700-k	Campanario Generación S.A. (1)	Chile	Peajes y arriendos	Hasta 90 días	Asociada	CL \$	0	1.307.697	0	0
99.527.700-k	Campanario Generación S.A. (1)	Chile	Venta de Gas Natural	Hasta 90 días	Asociada	CL \$	125.192	0	0	0
99.527.700-k	Campanario Generación S.A. (1)	Chile	Venta de energía	Hasta 90 días	Asociada	CL \$	303.137	0	0	0
TOTALES							20.824.804	7.688.072	5.373.046	5.199.014

- (1) A raíz de la declaración de quiebra de Campanario Generación S.A., asociada a Gasco S.A., se ha procedido por parte de las subsidiarias Gas Sur, Transnet e Ibener, a la verificación de las facturas pendientes de cobro y a la fecha de los presentes estados financieros, dicho proceso se encuentra concluido, razón por la cual y de acuerdo al artículo 29° de la Ley N° 18.591, el Síndico deberá emitir notas de débito por el monto correspondiente a los impuestos recargados en las facturas presentadas, motivo por el cual sólo se procedió a efectuar la provisión de incobrables de este saldo con la relacionada Campanario, por el monto neto consolidado de M\$ 4.760.198.-.

8.1.2.- Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es la siguiente:

Cuentas por pagar a entidades relacionadas							Saldos al			
R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes	
							31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
							M\$	M\$	M\$	M\$
0-E	Vidagas de Occidente S.A.	Colombia	Reembolso de gastos	Hasta 30 días	Indirecta	Cop \$	51.694	78.336	0	0
0-E	Plexa S.A. E.S.P.	Colombia	Reembolso de gastos	Hasta 30 días	Indirecta	Cop \$	0	172.023	0	0
0-E	Almacenedora de Gas de Occidente S.A.	Colombia	Reembolso de gastos	Hasta 30 días	Indirecta	Cop \$	7.368	6.822	0	0
0-E	Plexport S.A.	Colombia	Compra de combustibles	Hasta 30 días	Indirecta	Cop \$	43.294	0	0	0
0-E	Sefta S.A.	Panamá	Prestamos recibidos	Más de 90 días y hasta 1 año	Accionista de Subsidiaria	US \$	0	318.020	0	0
0-E	Sefta S.A.	Panamá	Compra de activos	Hasta 30 días	Accionista de Subsidiaria	Cop \$	19.990	17.331	0	0
76.375.230-5	Circulo Ejecutivo Arriendo Vehículos Ltda.	Chile	Reembolsos de Gastos	Hasta 30 días	Accionista de Subsidiaria	CL \$	0	21.437	0	0
76.375.230-5	Circulo Ejecutivo Arriendo Vehículos Ltda.	Chile	Prestamos recibidos	Hasta 30 días	Accionista de Subsidiaria	CL \$	82.500	52.500	0	0
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Compra de gas natural	Hasta 30 días	Negocio conjunto	US \$	6.870.571	5.290.937	0	0
76038873-4	Tu Ves S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 30 días	Asociada	CL \$	0	107	0	0
77.058.290-2	Energía del Sur S.A.	Chile	Compra de combustibles	Hasta 30 días	Director común	CL \$	95	13	0	0
81.095.400-0	Sociedad Nacional de Oleoductos S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Indirecta	CL \$	43.694	60.475	0	0
81.533.000-5	Danilo Jordan S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Director común	CL \$	0	928	0	0
92.307.000-1	Rhona S.A.	Chile	Compra de servicios	Hasta 30 días	Director común	CL \$	10.363	0	0	0
92.307.000-1	Rhona S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 30 días	Director común	CL \$	607.160	11.761	0	0
96.639.450-1	Turismo y Hoteles José Nogueira S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Director común	CL \$	0	165	0	0
96.861.390-1	Innergy Soluciones Energéticas S.A.	Chile	Compra gas natural	Hasta 90 días	Negocio conjunto	CL \$	167.462	1.313.684	0	0
96.895.660-4	Inversiones El Raulí S.A.	Chile	Arriendo de oficina	Hasta 30 días	Asociada	CL \$	0	3.121	0	0
96.923.660-5	Jordan S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 30 días	Director común	CL \$	0	184	0	0
99.527.700-K	Campanario Generación S.A.	Chile	Compra de energía	Hasta 30 días	Asociada	CL \$	0	5.913.196	0	0
99.555.340-5	Turismo y Hoteles Navarino S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Director común	CL \$	228	0	0	0
96.955.090-3	Inmobiliaria Parque Nuevo S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 90 días y hasta 1 año	Asociada	CL \$	23.719	0	0	0
91.806.000-6	Abastecedora de Combustibles S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Accionista de Subsidiaria	CL \$	118.523	0	0	0
TOTALES							8.046.661	13.261.040	0	0

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

Se presentan las operaciones y sus efectos en resultados por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010.

Transacciones									
Rut	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Tipo de moneda o unidad de reajuste	01-01-2011	Efecto en	01-01-2010	Efecto en
						31-12-2011	resultados	31-12-2010	resultados
						monto	(cargo) / abono	monto	(cargo) / abono
						M\$	M\$	M\$	M\$
O-E	Empresa Jujeña de Sistemas de Energía Dispersa S.A.	Argentina	Negocios conjuntos	Servicios Prestados	AR\$	0	0	19.580	19.580
O-E	Gascart S.A.	Argentina	Negocios conjuntos	Comisiones	US\$	55.773	55.773	274.175	274.175
O-E	Gascart S.A.	Argentina	Negocios conjuntos	Reembolso de gastos	US\$	4.616	0	0	0
O-E	Gasnor S.A.	Argentina	Negocios conjuntos	Reembolso de gastos	US\$	33.254	0	25.452	0
O-E	Plexa S.A. E.S.P	Colombia	Indirecta	Servicios recibidos	Cop \$	215.543	(215.543)	133.089	(133.089)
O-E	Plexa S.A. E.S.P	Colombia	Indirecta	Reembolso de gastos	Cop \$	0	0	219.203	0
O-E	Plexa S.A. E.S.P	Colombia	Indirecta	Compra de activos	Cop \$	626.788	0	0	0
O-E	Plexa S.A. E.S.P	Colombia	Indirecta	Servicios prestados	Cop \$	477.307	477.307	0	0
O-E	Plexport	Colombia	Indirecta	Servicio de transporte terrestre	Cop \$	0	0	6.665	(6.665)
O-E	Plexport	Colombia	Indirecta	Servicios recibidos	Cop \$	2.249.905	(2.249.905)	0	0
O-E	Vidagas de Occidente S.A.	Colombia	Indirecta	Servicios recibidos	Cop \$	137.573	(137.573)	78.336	(78.336)
O-E	Vidagas de Occidente S.A.	Colombia	Indirecta	Reembolso de gastos	Cop \$	0	0	20.042	0
99.555.340-6	Turismo y Hoteles Navarino S.A.	Chile	Director común	Servicios recibidos	CL \$	1.868	(1.868)	13.005	(13.005)
99.520.000-7	Cia. De Petróleos de Chile Copec S.A.	Chile	Indirecta	Venta de gas natural	CL \$	481.545	481.545	234.015	234.015
96.923.660-5	Jordan S.A.	Chile	Director común	Compra de materiales	CL \$	89.632	0	26.338	0
96.923.660-5	Jordan S.A.	Chile	Director común	Compra de activos	CL \$	363	0	1.306	0
96.895.660-4	Inversiones El Raulí S.A.	Chile	Accionista de asociada	Arriendos de oficinas	CL \$	0	0	21.955	(21.955)
96.895.660-4	Inversiones El Raulí S.A.	Chile	Accionista de asociada	Servicios Recibidos	CL \$	43.730	(43.730)	0	0
96.861.390-1	Innergy Soluciones Energéticas S.A.	Chile	Negocios conjuntos	Compra de gas natural	CL \$	12.192.851	(12.192.851)	9.464.948	(9.464.948)
96.856.650-4	Innergy Holdings	Chile	Negocios conjuntos	Reembolso de gastos	CL \$	49	0	131	0
96.639.450-1	Turismo y Hoteles José Nogueira S.A.	Chile	Director común	Servicios recibidos	CL \$	1.579	(1.579)	1.569	(1.569)
94.478.000-9	Indiver S.A.	Chile	Accionista	Arriendos de oficinas	CL \$	921	921	1.419	1.419
94.478.000-9	Indiver S.A.	Chile	Accionista	Reembolso de Gastos	CL \$	0	0	356	0
94.478.000-9	Indiver S.A.	Chile	Accionista	Servicios Prestados	CL \$	45.288	45.288	54.332	54.332
93.698.000-7	Elaboradora de Cobre Viña del Mar S.A.	Chile	Director común	Compra de activos	CL \$	173.997	0	83.018	0
93.698.000-7	Elaboradora de Cobre Viña del Mar S.A.	Chile	Director común	Compra de materiales	CL \$	39.232	(39.232)	8.599	(8.599)
92.307.000-1	Rhona S.A.	Chile	Director común	Compra de activos	CL \$	27.310	0	540.654	0
90.690.000-9	Empresas Copec S.A.	Chile	Indirecta	Servicios Recibidos	CL \$	1.172	(1.172)	2.471	(2.471)
81.533.000-5	Danilo Jordan S.A.	Chile	Director común	Servicios recibidos	CL \$	11.651	(11.651)	9.226	(9.226)
81.533.000-5	Danilo Jordan S.A.	Chile	Director común	Compra de activos	CL \$	1.433	0	3.318	0
81.095.400-0	Sociedad Nacional de Oleoductos S.A.	Chile	Indirecta	Otros servicios	CL \$	12.681	12.681	12.681	12.681
81.095.400-0	Sociedad Nacional de Oleoductos S.A.	Chile	Indirecta	Servicio de transporte terrestre	CL \$	3.233.252	(3.233.252)	2.673.960	(2.673.960)
77.058.290-3	Energía del Sur S.A.	Chile	Director común	Compra de combustibles	CL \$	1.327	(1.327)	2.594	(2.594)
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Negocios conjuntos	Cuenta corriente mercantil (Abonos)	US\$	0	0	483.353	0
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Negocios conjuntos	Compra de gas natural	US\$	265.627.304	(265.627.304)	165.352.175	(165.352.175)
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Negocios conjuntos	Intereses cobrados	US\$	31.456	31.456	30.648	30.648
76.375.230-5	Circulo Ejecutivo Arriendo Vehículos Ltda.	Chile	Accionista de Subsidiaria	Préstamos recibidos	CL \$	30.000	0	52.500	0
76.375.230-5	Circulo Ejecutivo Arriendo Vehículos Ltda.	Chile	Accionista de Subsidiaria	Servicios recibidos	CL \$	58.514	(58.514)	107.049	(107.049)
76.038.873-4	Tu Ves S.A.	Chile	Asociada	Compra de materiales	CL \$	91.784	0	707.760	0
65.166.730-5	Fundación Gasco	Chile	Indirecta	Reembolso de gastos	CL \$	389	0	0	0

8.2.- 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, celebrada con fecha 21 de abril de 2010 se reeligió íntegramente el Directorio de Compañía General de Electricidad S.A.

En Sesión Ordinaria de Directorio N° 1936 de fecha 30 de abril de 2010, el Directorio de CGE S.A. definió su estructura, de acuerdo a lo siguiente:

Jorge Eduardo Marín Correa	Presidente del Directorio
José Luis Hornauer Herrmann	Vicepresidente del Directorio
Pablo José Pérez Cruz	Director
Francisco Javier Marín Estévez	Director
Juan Hornauer López	Director
Francisco Javier Marín Jordán	Director
Juan Antonio Guzmán Molinari	Director

Con fecha 29 de noviembre de 2011 se comunicó a la Superintendencia de Valores y Seguros la renuncia al cargo de Director de Compañía General de Electricidad S.A. de don Juan Hornauer López y en su reemplazo se incorporó al Directorio a contar de dicha fecha a don Cristian Neuweiler Heinsen.

El equipo gerencial del Grupo CGE lo componen a nivel matriz un Gerente General, cinco Gerentes Corporativos de Área y trece Subgerentes Corporativos.

8.2.1.- 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 18 de abril de 2011, fijó los siguientes montos para el ejercicio 2011, los cuales son idénticos a los fijados para el ejercicio 2010:

- Dietas por asistencia a sesiones.

Pagar a cada Director 60 Unidades de Fomento por asistencia a las sesiones del directorio. La dieta del Presidente del Directorio será el equivalente a dos veces la dieta que le corresponda a un Director.

- Participación de utilidades.

Pagar una participación del 1,5 por ciento de las utilidades del ejercicio con un tope máximo de un 5 por ciento de los dividendos con cargo a las utilidades del ejercicio y demás dividendos con cargo a otras utilidades o fondos que se hayan pagado durante el ejercicio. La participación del Presidente del Directorio será equivalente a dos veces la participación a un Director.

- Asistencia Comité.

Pagar a cada integrante del comité de directores una dieta por asistencia a las sesiones de 20 Unidades de Fomento; y una participación de un tercio de la participación que el director perciba en su calidad de tal conforme al punto anterior.

El detalle de los montos pagados por el ejercicio terminado al 31 diciembre de 2011 y 2010 a los Señores Directores es el siguiente:

Retribución del directorio							
Nombre	Cargo	01-01-2011 31-12-2011			01-01-2010 31-12-2010		
		Dieta directorío	Comité directores	Participación utilidades	Dieta directorío	Comité directores	Participación utilidades
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Jorge Eduardo Marín Correa	Presidente	36.794	0	225.332	32.990	209	423.765
José Luis Hornauer Hermann	Vicepresidente	18.397	3.494	137.874	19.054	1.916	211.882
Juan Hornauer López	Director	1.288	0	112.666	17.794	0	211.882
Francisco Javier Marín Estevez	Director	18.397	0	112.666	19.054	0	211.882
Pablo José Pérez Cruz	Director	18.397	3.494	137.874	17.780	2.124	211.882
Francisco Javier Marín Jordán	Director	18.397	0	112.666	19.054	0	211.882
Juan Antonio Guzmán Molinari	Director	17.080	3.056	137.874	19.054	2.124	211.882
Cristian Neuweiler Heinsen	Director	1.337	0	0	0	0	0
Totales		130.087	10.044	976.952	144.780	6.373	1.695.057

Las remuneraciones correspondientes a directores de subsidiarias ascendieron a M\$ 1.777.966 al 31 de diciembre de 2011 y M\$ 1.984.381 al 31 de diciembre de 2010.

8.2.2.- Remuneración del Equipo Gerencial.

Las remuneraciones con cargo a resultados al Equipo Gerencial clave del Grupo CGE asciende a M\$ 3.418.353 por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011, (M\$ 3.280.328 en el ejercicio 2010). Las remuneraciones con cargo a resultados del Equipo Gerencial de subsidiarias asciende a M\$ 16.808.245 al 31 de diciembre de 2011 (M\$ 14.586.527 en el mismo ejercicio de 2010).

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.

9.- INVENTARIOS.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es la siguiente:

Clases de inventarios	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Materias primas.	25.222.508	20.258.391
Productos en proceso.	1.141.120	739.875
Mercaderías para la venta.	35.037.574	31.668.427
Suministros para la producción.	1.701.487	1.506.366
Suministros para mantención.	4.558.594	4.867.550
Trabajos en curso.	403.523	389.310
Mercaderías en tránsito.	1.087.235	3.078.836
Proyecto inmobiliario para la venta	809.848	4.073.162
Otros (*)	4.117.791	5.079.320
Provisión de deterioro.	(892.286)	(1.264.830)
Total	73.187.394	70.396.407

(*) En el ítem otros, se incluyen los efectos por la valorización de los instrumentos derivados de cobertura de valor razonable registrados por las subsidiarias Metrogas S.A. y Gasco GLP S.A.

Información adicional de inventarios:

Otra información de inventarios	01-01-2011 31-12-2011 M\$	01-01-2010 31-12-2010 M\$
Importe de rebajas de importes de los inventarios.	(101.762)	(689.709)
Importe de reversiones de rebajas de importes de inventarios.	474.306	535.983
Costos de inventarios reconocidos como gastos durante el periodo.	79.684.451	81.327.836

Las reversiones están dadas por liquidaciones de inventarios y reversos de la provisión por deterioro dado por el incremento en el valor neto realizable.

10.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.

El detalle de este rubro es el siguiente para el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2011 y 2010.

Activos por impuestos	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Pagos provisionales mensuales.	27.953.096	26.981.644
Rebajas al impuesto.	8.057.175	8.553.006
Créditos al impuesto.	4.404.162	4.864.118
Ley N° 19.946 de 2004 incentivo al desarrollo regiones extremas.	871.507	865.962
Total	41.285.940	41.264.730

Pasivos por impuestos	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Impuesto a la renta de primera categoría.	20.008.724	15.533.237
Total	20.008.724	15.533.237

El siguiente resumen cuadra la aplicación entre activos y pasivos por impuestos con el fisco.

Activo / pasivos por impuestos, neto	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Activos por impuestos por cobrar.	21.277.216	25.731.493
Pasivos por impuestos por pagar.	0	0

11.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro es el siguiente al 31 de diciembre de 2011 y 2010.

Otros activos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Gastos pagados por anticipado.	1.716.368	1.882.613	140.034	134.700
Garantías de arriendo.	172.423	207.223	70.790	102.775
Boletas en garantía.	426.645	426.212	8.280	8.280
Obras de arte.	4.964	4.964	0	0
Ley N° 19.946 de 2004 incentivo al desarrollo regiones extremas.	0	0	316.426	498.726
Otros activos (*)	3.794.598	1.985.139	3.114.489	3.134.526
	6.114.998	4.506.151	3.650.019	3.879.007

(*) El saldo no corriente corresponde a propiedades de la subsidiaria Inmobiliaria Coronel S.A. y el saldo corriente, corresponde principalmente al stock de vehículos que la subsidiaria Inversiones Invergas S.A., mantiene para entregar con posterioridad a los distribuidores.

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

12.1.- Composición del rubro.

Al 31 de diciembre de 2011

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	Saldo al 31-12-2010 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 31-12-2011 M\$
Inversiones en asociadas.	12.964.767	346.817	(2.599.439)	0	(1.161.507)	127.755	(8.500.259)	1.178.134
Inversiones en sociedades con control conjunto.	30.381.534	4.015.067	6.516.865	6.658.427	(3.144.626)	2.631.090	(8.827.124)	36.183.899
TOTALES	43.346.301	4.361.884	3.917.426	6.658.427	(4.306.133)	2.758.845	(17.327.383)	37.362.033

Al 31 de diciembre de 2010

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	Saldo al 01/01/2010 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 31/12/2010 M\$
Inversiones en asociadas.	45.851.426	522.968	(1.165.171)	0	(2.054.370)	(2.544.334)	(27.645.752)	12.964.767
Inversiones en sociedades con control conjunto.	39.260.270	1.657.715	3.283.471	1.405.510	(3.403.254)	(6.532.491)	(6.447.001)	30.381.534
TOTALES	85.111.696	2.180.683	2.118.300	1.405.510	(5.457.624)	(9.076.825)	(34.092.753)	43.346.301

12.2.- Inversiones en asociadas.

12.2.1.- Inversiones en asociadas contabilizadas usando el método de la participación.

Saldos al 31 de diciembre de 2011.

Movimientos en inversiones en asociadas	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 31-12-2010	Adiciones	Participación en ganancia (pérdida)	Resultado responsabilidad sobre pasivos netos asociadas	Dividendos recibidos	Diferencia de conversión	Otro incremento (decremento)	Saldo al 31-12-2011
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Tu Ves S.A.	Chile	CL \$	25,0000%	25,0000%	272.368	209.467	(272.390)	0	0	0	0	209.445
Inversiones El Raulí S.A. (3)	Chile	CL \$	0,0000%	20,3810%	8.532.737	0	616.527	0	(621.928)	0	(8.527.336)	0
Campanario Generación S.A. (1)	Chile	US\$	20,0000%	20,0000%	3.514.070	0	(3.641.825)	0	0	127.755	0	0
Gasmarket S.A.	Argentina	AR \$	50,0000%	50,0000%	598.337	0	699.208	0	(539.579)	0	27.005	784.971
Vectores Energeticos S.A.	Argentina	AR \$	25,0000%	25,0000%	2.945	0	(698)	0	0	0	73	2.320
Almallano S.A. E.S.P. (2)	Colombia	COP \$	40,0000%	40,0000%	0	137.350	0	0	0	0	0	137.350
Inmobiliaria ParqueNuevo S.A.	Chile	CL \$	50,0000%	50,0000%	44.310	0	(261)	0	0	0	(1)	44.048
TOTALES					12.964.767	346.817	(2.599.439)	0	(1.161.507)	127.755	(8.500.259)	1.178.134

- (1) Al 31 de diciembre de 2011, la subsidiaria Gasco S.A., discontinuo el reconocimiento de la inversión en Campanario Generación S.A., dado que desde mayo de 2011, esta compañía presenta patrimonio negativo. Con fecha 9 de noviembre de 2011 se realizó la Junta Constitutiva de Acreedores de Campanario Generación S.A., en la que se ratificó el Síndico Titular y suplente en calidad de definitivos. Se citó a la primera Junta Ordinaria de Acreedores, y se acordó la continuación efectiva parcial, excluyéndose los contratos de suministro con Saesa y CGE Distribución.

La primera Junta Ordinaria de Acreedores se llevó a cabo el 18 de diciembre de 2011, en la que se acordó la venta de los activos de Campanario Generación, mediante un proceso de licitación, se facultó al Síndico para negociar la venta de los PPAs (Power Purchase Agreement o Contratos de Compra de Energía), se acordó los términos del finiquito del Contrato de Cuentas en Participación con la Central Tierra Amarilla; y se dispuso acerca de otras materias propias de la continuidad de giro de la fallida.

- (2) A fines de marzo de 2011, la subsidiaria Gasco S.A., por intermedio de la subsidiaria Inversiones GLP S.A.S. E.S.P. (empresa colombiana), adquirió el 40% de la participación accionaria de Almallano S.A. E.S.P. (empresa colombiana), pagando por esta adquisición M\$ 137.350. Actualmente, esta inversión se registra al costo, dado que la Sociedad se encuentra en etapa de valorización de activos y pasivos a valor justo, para migrar de la contabilidad local colombiana a IFRS.
- (3) Durante el mes de julio de 2011, las diferentes empresas del Grupo CGE, incluyendo la sociedad matriz, que tenían participación en Inversiones El Raulí S.A., enajenaron la totalidad de sus acciones en dicha sociedad.

Saldos al 31 de diciembre de 2010.

Movimientos en inversiones en asociadas	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al	Adiciones	Participación en ganancia (pérdida)	Resultado responsabilidad sobre pasivos netos asociadas	Dividendos recibidos	Diferencia de conversión	Otro incremento (decremento)	Saldo al
					01-01-2010							31-12-2010
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Tu Ves S.A.	Chile	CL \$	0	0	524.223	174.777	(412.138)	0	0	0	(14.494)	272.368
Cemento Polpaico S.A. (1)	Chile	CL \$	0,0000%	41,1491%	30.859.456	0	(921.411)	0	(730.645)	(1.718.091)	(27.489.309)	0
Inversiones El Raulí S.A.	Chile	CL \$	20,3810%	20,3810%	8.178.000	0	1.241.315	0	(811.382)	0	(75.196)	8.532.737
Campanario Generación S.A.	Chile	US\$	20,0000%	20,0000%	5.662.214	348.191	(1.670.092)	0	0	(826.243)	0	3.514.070
Gasmarket S.A.	Argentina	AR \$	50,0000%	50,0000%	579.886	0	597.155	0	(512.343)	0	(66.361)	598.337
Vectores Energeticos S.A.	Argentina	AR \$	25,0000%	25,0000%	3.337	0	0	0	0	0	(392)	2.945
Inmobiliaria Parque Nuevo S.A.	Chile	CL \$	50,0000%	50,0000%	44.310	0	0	0	0	0	0	44.310
TOTALES					45.851.426	522.968	(1.165.171)	0	(2.054.370)	(2.544.334)	(27.645.752)	12.964.767

- (1) Con fecha 28 de diciembre de 2010, se remató en la Bolsa de Comercio de Santiago el total de la participación accionaria en la asociada Cemento Polpaico S.A. por el equivalente al 41,1491% del patrimonio de dicha sociedad.

12.2.2.- Información resumida inversiones en asociadas.

Saldos al 31 de diciembre de 2011.

Inversiones en asociadas	31-12-2011									
	% Participación	Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos asociada	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos asociada	Ingresos ordinarios	Gastos ordinarios	Ganancia (pérdida) neta
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Tu Ves S.A.	25,00%	3.090.097	2.163.852	5.253.949	2.824.509	1.399.204	4.223.713	5.712.148	(6.884.850)	(1.172.702)
Gasmarket S.A.	50,00%	9.722.000	143.812	9.865.812	8.295.870	0	8.295.870	21.565.851	(20.167.436)	1.398.415
Vectores Energeticos S.A.	25,00%	12.074	0	12.074	2.793	0	2.793	0	(2.791)	(2.791)
Inmobiliaria Parque Nuevo S.A.	50,00%	88.661	0	88.661	574	0	574	0	(532)	(532)
TOTALES		12.912.832	2.307.664	15.220.496	11.123.746	1.399.204	12.522.950	27.277.999	(27.055.609)	222.390

Saldos al 31 de diciembre de 2010.

Inversiones en asociadas	31/12/2010									
	% Participación	Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos asociada	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos asociada	Ingresos ordinarios	Gastos ordinarios	Ganancia (pérdida) neta
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Tu Ves S.A.	25,00%	5.015.039	1.173.018	6.188.057	3.652.104	1.220.688	4.872.792	4.984.310	(4.585.157)	399.153
Inversiones El Raulí S.A.	20,38%	157.749	42.133.154	42.290.903	124.392	285.553	409.944	6.648.020	(633.252)	6.014.768
Campanario Generación S.A.	20,00%	29.547.957	63.930.059	93.478.016	27.944.041	47.963.625	75.907.666	108.719.420	(117.069.884)	(8.350.464)
Gasmarket S.A.	50,00%	5.720.334	132.749	5.853.083	4.656.409	0	4.656.409	19.214.534	(18.020.224)	1.194.310
Vectores Energeticos S.A.	25,00%	11.780	0	11.780	0	0	0	0	0	0
Inmobiliaria Parque Nuevo S.A.	50,00%	98.929	0	98.929	3.875	0	3.875	0	0	0
TOTALES		40.551.788	107.368.980	147.920.768	36.380.821	49.469.866	85.850.686	139.566.284	(140.308.517)	(742.233)

12.3.- Sociedades con control conjunto.

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

Saldos al 31 de diciembre de 2011.

Movimientos en sociedades con control conjunto	Pais de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 31-12-2010 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Resultado responsabilidad sobre pasivos netos M\$	Dividendos recibidos M\$	Diferencia de conversión M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2011 M\$
Norelec S.A.	Argentina	AR \$	50,0000%	50,0000%	12.022.963	0	3.766.540	0	(2.170.570)	337.738	0	13.956.671
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucuman S.A.	Argentina	AR \$	19,5000%	19,5000%	5.409.812	0	1.989.985	0	(950.977)	146.380	0	6.595.200
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	Argentina	AR \$	10,0000%	10,0000%	787.668	0	91.217	0	(23.079)	(3.426)	0	852.380
Gascart S.A.	Argentina	AR \$	50,0000%	50,0000%	3.259.904	4.015.067	(338.659)	0	0	1.483.265	(1.350.621)	7.068.956
Innergy Holdings S.A.	Chile	US\$	30,0000%	30,0000%	0	0	0	1.810.169	0	(203.584)	0	0
Gasoducto del Pacifico S.A.	Chile	US\$	29,9988%	29,9988%	2.834.620	0	27.251	0	0	327.019	0	3.188.890
Gasoducto del Pacifico (Argentina) S.A.	Argentina	US\$	26,6978%	26,6978%	3.182.933	0	980.531	0	0	222.649	135.689	4.521.802
GNL Quintero S.A.	Chile	US\$	20,0000%	20,0000%	2.883.634	0	0	4.358.573	0	369.985	(7.612.192)	0
GNL Chile S.A.	Chile	US\$	33,3330%	33,3330%	0	0	0	489.685	0	(48.936)	0	0
TOTALES					30.381.534	4.015.067	6.516.865	6.658.427	(3.144.626)	2.631.090	(8.827.124)	36.183.899

Saldos al 31 de diciembre de 2010.

Movimientos en sociedades con control conjunto	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01/01/2010	Adiciones	Participación en ganancia (pérdida)	Resultado responsabilidad sobre pasivos netos	Dividendos recibidos	Diferencia de conversión	Otro incremento (decremento)	Saldo al 31/12/2010
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Norelec S.A.	Argentina	AR \$	50,0000%	50,0000%	11.468.510	0	3.605.077	0	(1.502.448)	(1.548.177)	1	12.022.963
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucuman S.A.	Argentina	AR \$	19,5000%	19,5000%	5.637.316	0	2.118.797	0	(1.688.749)	(656.266)	(1.286)	5.409.812
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	Argentina	AR \$	10,0000%	10,0000%	853.506	0	81.249	0	(47.306)	(99.781)	0	787.668
Gascart S.A.	Argentina	AR \$	50,0000%	50,0000%	3.202.841	890.320	(385.007)	0	0	(448.250)	0	3.259.904
Innergy Holdings S.A.	Chile	US\$	30,0000%	30,0000%	0	0	0	1.156.416	0	(2.562.824)	0	0
Gazel S.A.	Chile	CL \$	50,0000%	50,0000%	1.316.068	767.395	0	0	0	0	(2.083.463)	0
Innergy Transportes S.A.	Chile	CL \$	0,0002%	0,0002%	0	0	0	(1)	0	0	0	0
Gasoducto del Pacífico S.A.	Chile	US\$	29,9988%	29,9988%	3.166.304	0	50.357	0	(164.751)	(217.290)	0	2.834.620
Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd.	Chile	CL \$	25,2140%	25,2140%	173.235	0	(452)	0	0	9	(172.792)	0
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	Argentina	US\$	26,6978%	26,6978%	3.315.024	0	145.247	0	0	(277.338)	0	3.182.933
GNL Quintero S.A.	Chile	US\$	20,0000%	20,0000%	10.127.466	0	(2.331.797)	0	0	(780.680)	(4.131.355)	2.883.634
GNL Chile S.A.	Chile	US\$	33,3300%	33,3300%	0	0	0	249.095	0	58.106	(58.106)	0
TOTALES					39.260.270	1.657.715	3.283.471	1.405.510	(3.403.254)	(6.532.491)	(6.447.001)	30.381.534

12.3.2.- Información resumida en sociedades con control conjunto.

Saldos al 31 de diciembre de 2011.

Inversiones en sociedades con control conjunto	31-12-2011									
	% Participación	Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos sociedad con control conjunto	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos sociedad con control conjunto	Ingresos ordinarios	Gastos ordinarios	Ganancia (pérdida) neta
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Norelec S.A.	50,0000%	3.574.832	24.352.933	27.927.765	14.422	0	14.422	7.638.887	(105.805)	7.533.082
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	19,5000%	18.189.908	63.703.416	81.893.324	26.130.032	21.941.757	48.071.789	71.325.347	(61.120.298)	10.205.049
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	10,0000%	262.492	8.284.248	8.546.740	22.941	0	22.941	918.573	(6.400)	912.173
Gascart S.A.	50,0000%	2.885.151	19.162.134	22.047.285	5.327.875	2.581.484	7.909.359	16.466.190	(17.143.508)	(677.318)
Innergy Holdings S.A.	30,0000%	19.941.336	12.473.265	32.414.601	16.867.815	19.650.519	36.518.334	39.034.411	(33.000.515)	6.033.896
Gasoducto del Pacífico S.A.	29,9988%	5.280.466	5.734.618	11.015.084	373.291	11.625	384.916	2.239.909	(2.149.094)	90.815
Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd.	25,2140%	2.125	0	2.125	3.415	0	3.415	0	0	0
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	26,6978%	9.280.700	15.308.052	24.588.752	7.651.764	0	7.651.764	5.619.481	(1.946.778)	3.672.703
GNL Quintero S.A.	20,0000%	105.223.339	604.243.473	709.466.812	31.661.293	687.860.731	719.522.024	76.489.546	(61.603.681)	14.885.865
GNL Chile S.A.	33,3330%	70.296.971	496.115	70.793.086	68.153.016	2.896.265	71.049.281	736.296.248	(735.056.065)	1.240.183
TOTALES		234.937.320	753.758.254	988.695.574	156.205.864	734.942.381	891.148.245	956.028.592	(912.132.144)	43.896.448

Saldos al 31 de diciembre de 2010

Inversiones en sociedades con control conjunto	31/12/2010									
	% Participación	Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos sociedad con control conjunto	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos sociedad con control conjunto	Ingresos ordinarios	Gastos ordinarios	Ganancia (pérdida) neta
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Norelec S.A.	50,0000%	4.390.022	19.691.682	24.081.704	35.779	0	35.779	7.260.402	(50.248)	7.210.154
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	19,5000%	14.231.412	51.387.433	65.618.845	22.796.377	15.079.842	37.876.219	65.736.905	(54.871.276)	10.865.629
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	10,0000%	234.306	7.643.404	7.877.710	0	1.027.490	1.027.490	817.609	(5.118)	812.491
Gascart S.A.	50,0000%	2.969.637	18.354.388	21.324.025	13.348.973	1.455.230	14.804.203	17.415.012	(18.185.026)	(770.014)
Innergy Holdings S.A.	30,0000%	15.643.491	12.660.829	28.304.320	15.341.500	22.421.849	37.763.349	36.604.300	(32.749.583)	3.854.717
Gasoducto del Pacífico S.A.	29,9988%	4.649.679	5.698.958	10.348.637	877.051	22.464	899.515	2.890.056	(2.722.190)	167.866
Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd.	25,2140%	2.125	0	2.125	3.415	0	3.415	36	(1.727)	(1.691)
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	26,6978%	7.783.006	11.369.835	19.152.841	7.230.754	0	7.230.754	2.687.487	(2.143.445)	544.042
GNL Quintero S.A.	20,0000%	43.182.432	548.261.034	591.443.466	15.642.419	561.382.885	577.025.304	43.389.046	(55.048.027)	(11.658.981)
GNL Chile S.A.	33,3330%	79.666.534	256.469	79.923.003	78.719.282	2.545.974	81.265.256	478.553.797	(477.806.504)	747.293
TOTALES		172.752.644	675.324.032	848.076.676	153.995.550	603.935.734	757.931.284	655.354.650	(643.583.144)	11.771.506

12.4.- Inversiones en subsidiarias.

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

Saldos al 31 de diciembre de 2011.

Movimientos en subsidiarias	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 31-12-2010 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Diferencia de conversión M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2011 M\$
CGE Distribución S.A.	Chile	CL\$	99,68126%	99,68126%	293.769.820	45.758	(17.641.866)	(4.176.307)	0	620.763	272.618.168
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	CL\$	99,57170%	99,57170%	163.212.159	0	(3.216.738)	(655.255)	0	154.438	159.494.604
CGE Magallanes S.A.	Chile	CL\$	99,79416%	99,79416%	21.091.427	0	2.567.132	(2.589.441)	0	41.357	21.110.475
Empresas Emel S.A.	Chile	CL\$	0,00000%	0,00000%	371.000.192	0	2.093.200	(2.561.064)	0	(370.532.148)	0
Emel Norte S.A.	Chile	CL\$	98,15775%	98,15775%	0	127.262	6.379.022	(4.047.069)	0	218.694.907	221.154.122
Emel Sur S.A.	Chile	CL\$	98,15775%	98,15775%	0	111.555	1.832.957	(2.423.504)	0	70.035.509	69.556.517
Emel Atacama S.A.	Chile	CL\$	98,15775%	98,15775%	0	35.584	589.711	(515.412)	0	19.359.505	19.469.388
CGE Argentina S.A.	Chile	CL\$	99,99164%	99,99164%	30.603.969	0	7.322.137	(46.367)	1.294.211	(2.196.618)	36.977.332
Transnet S.A.	Chile	CL\$	99,59251%	99,59251%	259.560.680	102.831.415	35.166.827	(30.267.852)	0	(40.085.850)	327.205.220
Enerplus S.A.	Chile	CL\$	100,00000%	100,00000%	65.589.040	0	2.852.756	0	0	0	68.441.796
Gasco S.A.	Chile	CL\$	56,62438%	56,62438%	203.001.692	0	18.865.922	(14.840.117)	2.660.202	4.640.101	214.327.800
Tecnet S.A.	Chile	CL\$	100,00000%	100,00000%	1.587.521	0	265.451	(118.931)	0	130.816	1.864.857
Comercial y Logística General S.A.	Chile	CL\$	100,00000%	100,00000%	8.933.692	0	1.304.007	(1.235.421)	0	1	9.002.279
Transformadores Tusan S.A.	Chile	CL\$	100,00000%	100,00000%	12.234.944	0	1.056.637	(1.466.236)	0	65.179	11.890.524
Inmobiliaria General S.A.	Chile	CL\$	100,00000%	100,00000%	44.028.920	0	(633.199)	0	0	0	43.395.721
Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	CL\$	100,00000%	100,00000%	2.172.885	12.499.156	(4.082.074)	0	0	(2)	10.589.965
Novanet S.A.	Chile	CL\$	100,00000%	100,00000%	15.277.866	0	(29.893.622)	0	0	1	(14.615.755)
TOTALES					1.492.064.807	115.650.730	24.828.080	(64.942.976)	3.954.413	(99.072.041)	1.472.483.013

Saldos al 31 de diciembre de 2010.

Movimientos en subsidiarias	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01-01-2010 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Diferencia de conversión M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2010 M\$
CGE Distribución S.A.	Chile	CL\$	99,67286%	99,67286%	239.923.794	30.038.226	12.058.856	(13.900.897)	0	25.649.841	293.769.820
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	CL\$	99,57167%	99,57167%	155.356.087	0	(1.716.973)	(907.884)	0	10.480.929	163.212.159
CGE Magallanes S.A.	Chile	CL\$	99,79416%	99,79416%	19.225.955	0	2.244.055	(2.142.605)	0	1.764.022	21.091.427
Empresas Emel S.A.	Chile	CL\$	97,98797%	97,98797%	343.013.932	95.547	16.829.245	(9.654.297)	0	20.715.765	371.000.192
CGE Argentina S.A.	Chile	CL\$	99,99164%	99,99164%	29.138.314	0	8.667.012	(1.403.618)	(4.174.602)	(1.623.137)	30.603.969
Transnet S.A.	Chile	CL\$	99,98769%	100,00000%	208.520.615	0	23.545.483	(19.890.000)	0	47.384.582	259.560.680
Enerplus S.A.	Chile	CL\$	99,98400%	100,00000%	63.884.272	0	561.097	0	0	1.143.671	65.589.040
Gasco S.A.	Chile	CL\$	56,62438%	56,62438%	193.654.881	0	28.702.610	(6.944.414)	(4.459.657)	(7.951.728)	203.001.692
Tecnet S.A.	Chile	CL\$	99,77778%	100,00000%	1.531.433	0	186.965	(66.216)	0	(64.661)	1.587.521
Comercial y Logística General S.A.	Chile	CL\$	99,99945%	100,00000%	8.373.958	0	1.558.898	(999.165)	0	1	8.933.692
Transformadores Tusan S.A.	Chile	CL\$	99,07000%	100,00000%	10.691.890	0	1.701.991	(829.216)	0	670.279	12.234.944
Inmobiliaria General S.A.	Chile	CL\$	99,99577%	100,00000%	42.993.696	0	(743.738)	(110.987)	0	1.889.949	44.028.920
Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	CL\$	99,99324%	100,00000%	3.131.973	0	(750.514)	(291.876)	0	83.302	2.172.885
Novanet S.A.	Chile	CL\$	99,99100%	100,00000%	7.734.154	12.427.648	(4.902.301)	0	0	18.365	15.277.866
TOTALES					1.327.174.954	42.561.421	87.942.686	(57.141.175)	(8.634.259)	100.161.180	1.492.064.807

12.4.2.- Información resumida de las subsidiarias.

Inversiones en subsidiarias	31-12-2011										
	% Participación	Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos subsidiaria	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos subsidiaria	Ingresos ordinarios	Costo de ventas	Otros	Ganancia (pérdida) neta
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
CGE Distribución S.A.	99,68126%	174.539.270	455.696.046	630.235.316	148.591.959	208.153.466	356.745.425	632.019.271	(578.123.905)	(71.593.643)	(17.698.277)
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	99,57170%	58.663.982	218.265.677	276.929.659	37.752.863	78.990.953	116.743.816	168.098.725	(142.192.820)	(29.137.354)	(3.231.449)
CGE Magallanes S.A.	99,79416%	7.815.711	52.012.935	59.828.646	6.100.302	17.069.015	23.169.317	25.837.730	(16.213.002)	(5.235.247)	4.389.481
Empresas Emel S.A.	0,00000%	0	180.502.549	180.502.549	0	34.777.436	34.777.436	8.375.786	(4.356.737)	(1.926.029)	2.093.020
Emel Norte S.A.	98,15775%	39.808.854	159.569.212	199.378.066	39.201.141	72.445.844	111.646.985	148.584.470	(121.451.974)	(19.725.775)	7.406.721
Emel Sur S.A.	98,15775%	34.538.627	124.169.099	158.707.726	47.328.459	40.517.290	87.845.749	126.458.829	(108.853.978)	(15.737.493)	1.867.358
Emel Atacama S.A.	98,15775%	13.860.095	27.576.375	41.436.470	11.258.356	10.068.719	21.327.075	66.132.461	(60.781.813)	(4.740.041)	610.607
CGE Argentina S.A.	99,99164%	11.376.005	60.221.541	71.597.546	29.921.632	4.427.017	34.348.649	37.475.210	(23.678.739)	(6.450.784)	7.345.687
Transnet S.A.	99,59251%	23.411.607	513.450.470	536.862.077	34.386.824	173.902.182	208.289.006	70.989.756	(28.763.742)	(6.912.175)	35.313.839
Enerplus S.A.	100,00000%	39.323.288	162.215.957	201.539.245	9.613.274	123.473.208	133.086.482	33.566.839	(15.016.307)	(15.697.318)	2.853.214
Gasco S.A.	56,62438%	171.427.964	1.052.284.177	1.223.712.141	132.268.804	521.216.481	653.485.285	930.945.395	(752.077.827)	(115.479.637)	63.387.931
Tecnet S.A.	100,00000%	4.445.212	5.532.969	9.978.181	5.175.507	2.933.664	8.109.171	19.705.964	(16.814.360)	(2.625.561)	266.043
Comercial y Logística General S.A.	100,00000%	40.921.572	2.595.556	43.517.128	26.798.372	7.716.428	34.514.800	60.826.882	(54.570.790)	(4.952.078)	1.304.014
Transformadores Tusan S.A.	100,00000%	15.395.586	8.724.011	24.119.597	6.674.164	4.804.678	11.478.842	18.534.151	(13.253.029)	(4.290.493)	990.629
Inmobiliaria General S.A.	100,00000%	5.129.675	52.289.082	57.418.757	8.748.653	5.272.446	14.021.099	3.817.618	(1.329.171)	(3.121.648)	(633.201)
Sociedad de Computación Binaria S.A.	100,00000%	5.648.284	28.390.880	34.039.164	12.635.952	10.812.530	23.448.482	26.828.079	(25.855.070)	(5.055.359)	(4.082.350)
Novanet S.A.	100,00000%	21.534.149	17.170.418	38.704.567	53.321.637	0	53.321.637	30.217.827	(25.105.502)	(35.008.637)	(29.896.312)
TOTALES		667.839.881	3.120.666.954	3.788.506.835	609.777.899	1.316.581.357	1.926.359.256	2.408.414.993	(1.988.438.766)	(347.689.272)	72.286.955

Inversiones en subsidiarias	31/12/2010										
	% Participación	Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos subsidiaria	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos subsidiaria	Ingresos ordinarios	Costo de ventas	Otros	Ganancia (pérdida) neta
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
CGE Distribución S.A.	99,65253%	213.100.605	450.158.342	663.258.947	154.791.031	213.733.904	368.524.935	605.322.557	(534.529.041)	(58.695.081)	12.098.435
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	99,57167%	78.348.014	217.571.616	295.919.630	63.771.049	68.228.268	131.999.317	157.425.889	(134.632.753)	(24.517.304)	(1.724.168)
CGE Magallanes S.A.	99,79416%	6.390.112	54.536.617	60.926.729	6.778.905	17.494.797	24.273.702	24.527.676	(15.546.053)	(4.994.178)	3.987.445
Empresas Emel S.A.	97,97577%	83.787.278	580.552.813	664.340.091	90.200.068	186.822.858	277.022.926	338.361.945	(282.348.334)	(37.822.461)	18.191.150
CGE Argentina S.A.	99,99164%	11.507.529	50.542.339	62.049.868	21.090.592	10.091.501	31.182.093	35.889.009	(21.249.288)	(5.908.903)	8.730.818
Transnet S.A.	99,98769%	18.486.350	397.437.131	415.923.481	13.230.927	143.099.918	156.330.845	62.515.792	(22.051.087)	(16.916.322)	23.548.383
CGE Generación S.A.	99,98400%	34.878.131	159.286.298	194.164.429	6.406.266	122.158.613	128.564.879	22.442.657	(12.011.417)	(9.870.055)	561.187
Gasco S.A.	56,62438%	183.628.713	1.004.477.101	1.188.105.814	151.043.241	482.631.855	633.675.096	671.979.454	(526.719.788)	(72.985.162)	72.274.504
Tecnet S.A.	99,77778%	3.433.296	5.878.651	9.311.947	3.290.441	4.430.448	7.720.889	15.659.119	(13.518.098)	(1.953.639)	187.382
Comercial y Logística General S.A.	99,99945%	39.821.467	1.861.037	41.682.504	21.002.730	11.746.033	32.748.763	64.217.147	(57.887.920)	(4.770.320)	1.558.907
Transformadores Tusan S.A.	99,07000%	14.301.275	8.214.205	22.515.480	2.764.711	6.601.428	9.366.139	17.514.380	(12.156.770)	(3.699.629)	1.657.941
Inmobiliaria General S.A.	99,99577%	5.500.201	53.535.273	59.035.474	4.470.885	10.533.719	15.004.604	3.153.067	(1.346.501)	(2.550.328)	(743.762)
Sociedad de Computación Binaria S.A.	99,99324%	3.376.706	29.034.986	32.411.692	13.537.666	16.700.994	30.238.660	23.538.699	(20.558.698)	(3.730.566)	(750.565)
Novanet S.A.	99,99100%	30.361.822	15.192.715	45.554.537	30.275.295	0	30.275.295	30.794.250	(26.268.439)	(9.428.553)	(4.902.742)
TOTALES		726.921.499	3.028.279.124	3.755.200.623	582.653.807	1.294.274.336	1.876.928.143	2.073.341.641	(1.680.824.187)	(257.842.539)	134.674.915

13.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTO DE LA PLUSVALIA.

13.1 Composición y movimientos de los activos intangibles.

Este rubro está compuesto principalmente por derechos de explotación exclusiva de clientes regulados, derechos de agua, servidumbres de paso y software computacionales. Su detalle al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

Clases de activos intangibles, neto	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Costos de desarrollo, neto.	2.214.222	3.224.436
Patentes, marcas registradas y otros derechos, neto.	69.805	52.611
Programas informáticos, neto.	21.236.920	22.912.506
Otros activos intangibles identificables, neto.	272.641.877	264.790.371
Total	296.162.824	290.979.924

Clases de activos intangibles, bruto	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Costos de desarrollo, bruto.	2.220.147	3.224.436
Patentes, marcas registradas y otros derechos, bruto.	114.877	85.883
Programas informáticos, bruto.	56.085.106	51.318.782
Otros activos intangibles identificables, bruto.	275.048.311	266.425.455
Total	333.468.441	321.054.556

Clase de amortización acumulada y deterioro del valor, activos intangibles	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Amortización acumulada y deterioro del valor, costos de desarrollo.	5.925	0
Amortización acumulada y deterioro del valor, patentes, marcas registradas y otros derechos.	45.072	33.272
Amortización acumulada y deterioro de valor, programas informáticos.	34.848.186	28.406.276
Amortización acumulada y deterioro del valor, otros activos intangibles identificables.	2.406.434	1.635.084
Total	37.305.617	30.074.632

Amortización acumulada y deterioro del valor, activos intangibles	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Activos intangibles de vida finita, neto.	37.305.617	30.060.900
Activos intangibles de vida indefinida, neto.	0	13.732
Total	37.305.617	30.074.632

El detalle de vidas útiles aplicadas en el rubro Intangibles al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

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

El movimiento de intangibles al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

Movimientos en activos intangibles	2011				
	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 01/01/2011	3.224.436	52.611	22.912.506	264.790.371	290.979.924
Adiciones por desarrollo interno.	41.058	0	0	0	41.058
Adiciones.	1.746.836	11.790	2.941.570	7.888.875	12.589.071
Adquisiciones mediante combinaciones de negocios.	0	16.174	626	0	16.800
Amortización.	(5.925)	(11.799)	(5.648.354)	(771.993)	(6.438.071)
Incremento (disminución) en el cambio de moneda extranjera.	0	1.029	2.170	734.624	737.823
Otros incrementos (disminuciones).	(2.792.183)	0	1.028.402	0	(1.763.781)
Cambios, total	(1.010.214)	17.194	(1.675.586)	7.851.506	5.182.900
Saldo final de activos intangibles identificables al 31/12/2011	2.214.222	69.805	21.236.920	272.641.877	296.162.824

Movimientos en activos intangibles	2010				
	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 01/01/2010	17.897.386	33.556	6.285.371	259.477.299	283.693.612
Adiciones por desarrollo interno.	5.203.454	0	948.910	0	6.152.364
Adiciones.	0	8.315	1.130.251	9.139.912	10.278.478
Adquisiciones mediante combinaciones de negocios.	0	12.875	0	0	12.875
Retiros.	0	0	0	37.513	37.513
Amortización.	0	(5.344)	(5.378.252)	(615.505)	(5.999.101)
Incremento (disminución) en el cambio de moneda extranjera.	0	0	(1.379)	(3.215.019)	(3.216.398)
Otros incrementos (disminuciones).	(19.876.404)	3.209	19.927.605	(33.829)	20.581
Cambios, total	(14.672.950)	19.055	16.627.135	5.313.072	7.286.312
Saldo final de activos intangibles identificables al 31/12/2010	3.224.436	52.611	22.912.506	264.790.371	290.979.924

El detalle del importe de activos intangibles identificables individuales significativos y su vida útil o período de amortización al 31 de diciembre de 2011 es el siguiente:

Detalle de otros activos intangibles identificables al 31/12/2011	Importe en libros de activo individual intangible significativo	Explicación del período de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
	M\$	
Servidumbres.	18.995.224	Indefinida
Derechos de agua.	7.531.270	Indefinida
Derechos de explotación exclusiva de clientes regulados	1.855.181	Indefinida
Concesiones Argentina - (IFRIC 12)	35.306.247	46,25
Concesión empresas Emel (valor justo)	208.833.916	Indefinida
Otros.	120.039	Definida
Total	272.641.877	

El cargo a resultados por amortización de intangibles al 31 de diciembre de 2011 y 2010 se detalla a continuación:

Línea de partida en el estado de resultados que incluye amortización de activos intangibles identificables	desde al	01-01-2011 31-12-2011	01-01-2010 31-12-2010
	Ref. Nota	M\$	M\$
Costo de ventas.	25.3	4.989.874	4.890.538
Gastos de administración.	25.3	1.448.197	1.108.563
Total		6.438.071	5.999.101

13.2 Activos intangibles con vida útil indefinida.

13.2.1.- 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.

13.2.2.- Derechos de agua.

Los derechos de agua se presentan a costo histórico. El período de explotación de dichos derechos no tiene límite por lo que son considerados activos con una vida útil indefinida y en consecuencia no estarán afectados a amortización.

13.2.3.- Derechos de explotación exclusiva de clientes regulados.

Los derechos de explotación exclusiva de clientes regulados adquiridos a través de combinaciones de negocios han sido determinados en base a los flujos netos estimados a la fecha de adquisición que se recibirán por el uso de 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.

13.2.4.- 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 Reconstrucción 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.

14.- PLUSVALIA.

El detalle de la plusvalía comprada al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es la siguiente:

Rut	Sociedad	Movimientos 2010			Movimientos 2011	
		Saldo al	Otros	Saldo al	Otros	Saldo al
		01-01-2010	incrementos	31-12-2010	incrementos	31-12-2011
		M\$	(disminuciones)	M\$	(disminuciones)	M\$
76.038.873-4	Tu Ves S.A.	524.182	0	524.182	0	524.182
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	47.881.406	0	47.881.406	0	47.881.406
90.310.000-1	Gasco S.A.	2.544.299	0	2.544.299	0	2.544.299
80.215.300-7	Sociedad Eléctricidad del Sur S.A.	1.028.052	0	1.028.052	0	1.028.052
91.337.000-7	Cemento Polpaico S.A.	552.617	(552.617)	0	0	0
96.557.330-5	Compañía Eléctrica del Río Maipo S.A.	103.712.002	0	103.712.002	0	103.712.002
86.897.200-9	Empresa Eléctrica EMEC S.A.	98.971.277	0	98.971.277	0	98.971.277
76.348.900-0	Energía del Limarí S.A.	89.457	0	89.457	0	89.457
76.784.320-4	Iberoamerica de Energía Ibener S.A.	11.998.096	0	11.998.096	0	11.998.096
96.722.460-K	Metrogras S.A.	8.462.106	0	8.462.106	0	8.462.106
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	684.967	0	684.967	0	684.967
96.661.850-7	Inmobiliaria Coronel S.A.	808.051	0	808.051	0	808.051
O-E	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	0	3.002.114	3.002.114	311.137	3.313.251
O-E	Grupo Unigas S.A.	0	0	0	4.550.102	4.550.102
Totales		277.256.512	2.449.497	279.706.009	4.861.239	284.567.248

14.1.- Prueba de deterioro de la plusvalía comprada y otros activos intangibles de vida útil indefinida.

El Grupo CGE evalúa anualmente 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 2.12. Los montos recuperables de las unidades generadoras de efectivo han sido determinados sobre la base de cálculos de sus valores en uso. La estimación del valor en uso ha requerido que la administración realice las estimaciones de los flujos de efectivo futuros esperados, utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

Las tasas de descuento nominales antes de impuestos, aplicadas en el ejercicio 2011 y 2010 fluctúan entre 11,1% y 12,3% para el negocio eléctrico 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.

14.2.- Combinaciones de negocios.

Unigas S.A.	M\$
Adquisición al 15 de Marzo de 2011	8.431.260
Total pago transferido	8.431.260
Saldos de activos adquiridos y de pasivos asumidos identificables reconocidos	
Activos	
Efectivo y equivalentes de efectivo	523.309
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	1.715.278
Inventarios	134.889
Intangibles	571.094
- Marcas	16.800
- Terrenos	611.086
- Planta y equipos	10.268.245
- Instalaciones fijas y accesorios	63.582
- Vehículos de motor	2.026.890
Total activos	15.931.173
Pasivos	
Pasivos Financieros	4.515.465
Cuentas por pagar comerciales	2.533.042
Pasivos impuestos diferidos	853.118
Acreedores Varios	2.485.036
Total pasivos	10.386.661
Patrimonio a valor justo	5.544.512
Porcentaje de participación	70%
VP	3.881.158
Plusvalía comprada	4.550.102

15.- PROPIEDADES DE INVERSIÓN.

La composición y el movimiento de este rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

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

Propiedades de inversión, modelo del valor razonable	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Saldo Inicial	10.714.619	9.124.846
Adiciones, propiedades de inversión.	3.746.084	0
Transferencias (desde) propiedades ocupadas por el dueño, propiedades de inversión.	655.764	461.775
Transferencia (desde) activos no corrientes y grupos en desapropiación mantenidos para la venta, propiedades de inversión.	(228.941)	0
Retiros, propiedades de inversión.	(1.443.979)	(136.774)
Ganancias (pérdidas) por ajustes del valor razonable.	(1.874.572)	1.298.368
Otro Incremento (decremento), propiedades de inversión.	0	(33.596)
Cambios en propiedades de inversión, modelo del valor razonable, total	854.356	1.589.773
Total	11.568.975	10.714.619

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

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

Valorización ajustada incluida en los estados financieros, modelo del valor razonable	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Valorización obtenida para las propiedades de inversión.	11.568.975	10.714.619
Ajustes por arrendamientos reconocidos retroactivamente.	0	0
Otros ajustes a la valorización obtenida.	0	0
Total	11.568.975	10.714.619

15.3.- Ingresos y gastos de propiedades de inversión.

Ingresos y gastos de propiedades de inversión	01-01-2011 31-12-2011 M\$	01-01-2010 31-12-2010 M\$
Importe de gastos directos de operación de las propiedades de inversión no generadoras de ingresos de alquileres.	675.809	37.664

16.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

16.1.- 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	80
Vida útil para planta y equipo.	20	80
Vida útil para equipamiento de tecnologías de la información.	5	5
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

16.2.- Detalle de los rubros.

La composición de este rubro es la siguiente al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es la siguiente:

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

Clases de propiedades, plantas y equipos, neto	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Construcciones en curso.	141.988.910	117.688.815
Terrenos.	104.426.799	109.436.611
Edificios.	72.546.667	69.215.749
Planta y equipos.	1.985.225.144	1.957.192.604
Subestaciones de poder.	274.630.662	285.385.136
Lineas de transporte energía.	162.502.521	168.613.568
Subestaciones de distribución.	90.208.085	85.156.689
Líneas y redes de media y baja tensión.	494.602.874	474.341.526
Maquinas y equipos de generación.	212.040.741	208.245.087
Red de distribución de gas.	508.103.373	517.139.740
Cilindros de gas licuado.	135.769.766	109.083.699
Estanques domiciliarios.	26.231.083	25.952.426
Medidores.	81.136.039	83.274.733
Equipamiento de tecnología de la información	10.831.852	9.594.300
Instalaciones fijas y accesorios	79.688.565	83.171.511
Equipos de comunicaciones.	3.058.790	3.487.922
Herramientas.	9.244.876	9.143.784
Muebles y útiles.	5.356.451	10.400.487
Instalaciones y accesorios diversos.	62.028.448	60.139.318
Vehículos de motor.	19.860.648	14.592.438
Mejoras de bienes arrendados.	4.384.782	727
Otras propiedades, plantas y equipos.	29.689.058	28.547.232
Total	2.448.642.425	2.389.439.987

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

Clases de propiedades, plantas y equipos, bruto	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Construcciones en curso.	141.988.910	117.688.815
Terrenos.	104.426.799	109.436.611
Edificios.	101.418.191	97.996.039
Planta y equipos.	2.579.467.134	2.487.744.045
Subestaciones de poder.	337.510.568	353.784.949
Lineas de transporte energía.	201.407.128	206.621.084
Subestaciones de distribución.	130.729.746	120.685.312
Lineas y redes de media y baja tensión.	681.668.247	641.414.091
Maquinas y equipos de generación.	308.123.235	289.632.271
Red de distribución de gas.	593.594.940	587.832.185
Cilindros de gas licuado.	166.730.983	134.595.595
Estanques domiciliarios.	28.476.745	27.603.187
Medidores.	131.225.542	125.575.371
Equipamiento de tecnología de la información	32.156.405	27.768.757
Instalaciones fijas y accesorios	138.917.362	131.316.463
Equipos de comunicaciones.	11.932.542	12.090.593
Herramientas.	23.892.570	21.879.930
Muebles y útiles.	20.506.569	19.932.097
Instalaciones y accesorios diversos.	82.585.681	77.413.843
Vehículos de motor.	37.194.379	28.011.802
Mejoras de bienes arrendados.	4.478.677	1.136
Otras propiedades, plantas y equipos.	35.847.577	33.786.175
Total	3.175.895.434	3.033.749.843

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

Depreciación acumulada y deterioro del valor, propiedades, planta y equipo	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Edificios.	28.871.524	28.780.290
Planta y equipos.	594.241.990	530.551.441
Subestaciones de poder.	62.879.906	68.399.813
Lineas de transporte energía.	38.904.607	38.007.516
Subestaciones de distribución.	40.521.661	35.528.623
Lineas y redes de media y baja tensión.	187.065.373	167.072.565
Maquinas y equipos de generación.	96.082.494	81.387.184
Red de distribución de gas.	85.491.567	70.692.445
Cilindros de gas licuado.	30.961.217	25.511.896
Estanques domiciliarios.	2.245.662	1.650.761
Medidores.	50.089.503	42.300.638
Equipamiento de tecnología de la información	21.324.553	18.174.457
Instalaciones fijas y accesorios	59.228.797	48.144.952
Equipos de comunicaciones.	8.873.752	8.602.671
Herramientas.	14.647.694	12.736.146
Muebles y útiles.	15.150.118	9.531.610
Instalaciones y accesorios diversos.	20.557.233	17.274.525
Vehículos de motor.	17.333.731	13.419.364
Mejoras de bienes arrendados.	93.895	409
Otras propiedades, plantas y equipos.	6.158.519	5.238.943
Total	727.253.009	644.309.856

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

Movimiento al 31 de diciembre de 2011.

Movimiento año 2011		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	Propiedades, planta y equipo, neto	
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Saldo Inicial al 01/01/2011		117.688.815	109.436.611	69.215.749	1.957.192.604	9.594.300	83.171.511	14.592.438	727	28.547.232	2.389.439.987	
Cambios	Adiciones.	90.505.229	3.011.553	616.327	54.046.095	4.049.193	6.628.911	6.789.999	4.477.541	11.028.037	181.152.885	
	Adquisiciones mediante combinaciones de negocios.	0	611.086	0	10.268.245	22.136	41.446	2.026.890	0	0	12.969.803	
	Desapropiaciones	(2.824.894)	(7.608.705)	(101.196)	(16.990.527)	(198.677)	(770.410)	(96.174)	0	(957.338)	(29.547.921)	
	Transferencias a (desde) propiedades de inversión.		(358.225)	(68.598)							(426.823)	
	Retiros.		0	0	(6.471.179)	(412.674)	(130.576)	(73.096)	0	(61.493)	(7.149.018)	
	Gasto por depreciación.			(2.302.912)	(75.517.215)	(4.708.351)	(11.628.503)	(4.084.084)	(93.486)	(898.487)	(99.233.038)	
	Incrementos (decrementos) por revaluación y por pérdidas por deterioro	Incremento (decremento) por revaluación reconocido en patrimonio neto.		0	(18.754)	0	0	0	0	0	0	(18.754)
		Sub total reconocido en patrimonio neto	0	0	(18.754)	0	0	0	0	0	0	(18.754)
		Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados	0	0	0	(1.387.470)	0	(2.962.349)	0	0	0	(4.349.819)
		Reversiones de deterioro de valor reconocidas en el estado de resultados.	0	0	0	0	0	0	0	3.739	0	3.739
		Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	6.724	500.955	178.229	3.773.171	4.248	164.837	120.594	0	90	4.748.848
		Otros incrementos (decrementos).	(63.386.964)	(1.166.476)	5.027.822	60.311.420	2.481.677	5.173.698	584.081	0	(7.972.722)	1.052.536
	Total cambios	24.300.095	(5.009.812)	3.330.918	28.032.540	1.237.552	(3.482.946)	5.268.210	4.384.055	1.141.826	59.202.438	
Saldo Final al 31/12/2011		141.988.910	104.426.799	72.546.667	1.985.225.144	10.831.852	79.688.565	19.860.648	4.384.782	29.689.058	2.448.642.425	

Movimiento al 31 de diciembre de 2010.

Movimiento año 2010		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	Propiedades, planta y equipo, neto
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 01/01/2010		99.547.305	90.561.393	68.309.638	1.859.950.861	9.390.238	77.483.774	9.823.188	932	29.160.820	2.244.228.149
Cambios	Adiciones.	63.034.324	5.854.515	(1.271.672)	25.879.094	4.334.605	9.356.540	6.974.991	0	4.711.720	118.874.117
	Adquisiciones mediante combinaciones de negocios.	0	2.164.402	0	2.223.196	34.372	31.323	1.694.200	0	0	6.147.493
	Desapropiaciones	0	(525.563)	(574.493)	(572.223)	(12.984)	(30.356)	(285.885)	0	(495.427)	(2.496.931)
	Transferencias a (desde) propiedades de inversión.		(264.184)	(197.591)							(461.775)
	Retiros.		(563.017)	(347.607)	(2.332.023)	(32.242)	(1.274.991)	(97.370)	0	(823.046)	(5.470.296)
	Gasto por depreciación.			(2.075.671)	(68.344.623)	(4.306.544)	(7.684.512)	(3.762.491)	(205)	(660.535)	(86.834.581)
	Incrementos (decrementos) por revaluación y por pérdidas por deterioro del patrimonio neto.		12.338.608	3.699.351	108.560.982	0	(418.859)	0	0	(168.786)	124.011.296
	Pérdida por deterioro reconocida en el patrimonio neto.		0	0	(228.942)	0	0	0	0	0	(228.942)
	Reversiones de deterioro de valor reconocidas en el patrimonio neto	0	0	68.009	0	0	0	0	0	0	68.009
	Sub total reconocido en patrimonio neto	0	12.338.608	3.767.360	108.332.040	0	(418.859)	0	0	(168.786)	123.850.363
	Incremento (decremento) por revaluación reconocido en el estado de resultados.	0	(47.526)	(384.072)	(3.976.850)	0	0	0	0	0	(4.408.448)
	Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados.	0	0	(20.619)	0	0	0	0	0	654	(19.965)
	Reversiones de deterioro de valor reconocidas en el estado de resultados.	0	0	0	171.529	0	0	0	0	0	171.529
	Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	0	(82.017)	(32.468)	(1.967.392)	(43.739)	(87.621)	(12.787)	0	(567)	(2.226.591)
	Otros incrementos (decrementos).	(44.892.814)	0	2.042.944	37.828.995	230.594	5.796.213	258.592	0	(3.177.601)	(1.913.077)
Total cambios	18.141.510	18.875.218	906.111	97.241.743	204.062	5.687.737	4.769.250	(205)	(613.588)	145.211.838	
Saldo Final al 31/12/2010		117.688.815	109.436.611	69.215.749	1.957.192.604	9.594.300	83.171.511	14.592.438	727	28.547.232	2.389.439.987

16.4.- 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.

16.5.- Información adicional sobre propiedades, planta y equipo.

Los terrenos, construcciones y edificios, redes de distribución eléctrica y de gas se revaluaron al 31 de diciembre de 2010. Las tasaciones se llevaron 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 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 2010 (antes de impuestos diferidos) de M\$ 123.850.363, el saldo revaluado de dichas propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2011 asciende al valor de M\$ 677.383.269 (Ver nota 16.8)

Informaciones adicionales a revelar sobre propiedades, planta y equipos	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Importe en libros de Propiedad, planta y equipo completamente depreciados todavía en uso.	1.825.779	482.912
Importe en libros de Propiedades, planta y equipo retiradas no mantenidas para desappropriación.	6.244.956	1.518.580
Importe de desembolsos sobre cuentas de propiedades, planta y equipos en proceso de construcción.	93.913.541	54.668.594

16.6.- Activos sujetos a arrendamientos financieros.

Propiedades, planta y equipos en arrendamiento financiero, neto	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Terreno bajo arrendamientos financieros.	4.217.049	3.090.075
Edificio en arrendamiento financiero.	7.143.362	6.371.793
Planta y equipo bajo arrendamiento financiero.	5.291.234	0
Equipamiento de tecnologías de la información bajo arrendamientos financieros.	1.279.318	2.449.793
Vehículos de motor, bajo arrendamiento financiero.	4.428.371	440.707
Total	22.359.334	12.352.368

Pagos mínimos a pagar por arrendamiento, Obligaciones por arrendamientos financieros	31-12-2011			31-12-2010		
	Bruto	Interés	Valor presente	Bruto	Interés	Valor presente
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
No posterior a un año.	4.509.020	(693.638)	3.815.382	2.637.737	(326.901)	2.310.836
Posterior a un año pero menor de cinco años.	11.781.853	(1.410.762)	10.371.091	7.411.010	(777.609)	6.633.401
Más de cinco años.	2.031.919	(708.861)	1.323.058	1.216.870	(144.019)	1.072.851
Total	18.322.792	(2.813.261)	15.509.531	11.265.617	(1.248.529)	10.017.088

16.7.- Costo por intereses.

Durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011 y 2010 no se han capitalizado intereses, por no existir propiedades, planta y equipo que califiquen para dicha activación.

16.8.- 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. Las tasaciones de propiedades, planta y equipo son efectuadas toda vez que existen variaciones significativas en las variables que inciden en la determinación de sus valores razonables. 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 con 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 generación y 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 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 CCE.

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

Valor de libros de Propiedades, planta y equipo revaluado según el modelo del costo	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Terrenos.	40.791.740	48.028.762
Edificios.	57.937.552	50.848.090
Planta y equipos.	1.438.469.338	1.379.871.226
Total	1.537.198.630	1.478.748.078

El siguiente es el movimiento de la porción del valor de los activos detallados precedentemente atribuibles a su revaluación para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011 y 2010.

Valor revaluado de propiedades, planta y equipo	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Saldo inicial	709.462.394	609.637.092
Ajustes de revaluación.	(18.754)	123.850.363
Retiros de propiedades, planta y equipo revaluados.	(4.525.597)	(1.522.318)
Depreciación de la porción del valor de propiedades, planta y equipo revaluados.	(27.534.774)	(22.502.743)
Movimiento del ejercicio	(32.079.125)	99.825.302
Total	677.383.269	709.462.394

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

Valor de libros según modelo del costo de propiedades, planta y equipo no revaluado	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Construcción en curso	141.988.910	117.474.369
Planta y equipos	1.968.451	2.714.741
Equipamiento de tecnologías de la información	11.300.619	9.591.634
Instalaciones fijas y accesorios	24.072.843	30.196.981
Vehículos de motor	19.865.272	14.569.686
Otras propiedades, planta y equipo	34.864.431	26.682.104
Total	234.060.526	201.229.515

16.9.- Deterioro de propiedades, planta y equipo.

En el ejercicio 2011, la subsidiaria Inversiones GLP S.A. E.S.P. ha contabilizado un deterioro de una parte menor de sus cilindros, debido a que la normativa de GLP en Colombia impide que los cilindros retirados (universales) del mercado circulen a partir del año 2012.

Al respecto, el artículo 9 Res. CREG178, que indica “los distribuidores de GLP tienen la obligación de recolectar y llevar a clasificación a las fábricas todos los cilindros universales remanentes que adquieran ó estén en su poder, con excepción de los cilindros universales que no fueron objeto de reposición dentro del Programa de Mantenimiento y Reposición de Cilindros, los cuales deben ser destruidos”. El importe de las pérdidas por deterioro reconocidas al cierre del ejercicio 2011, ascienden a M\$ 1.387.470.

El deterioro registrado por la subsidiaria Inversiones GLP S.A. E.S.P. al 31 de diciembre de 2011, representa el 0,1% del rubro propiedades, planta y equipo neto de la Sociedad, y un 2% si se determina en función a los activos de la entidad que registra el deterioro.

Durante el año 2010, la subsidiaria Gas Sur S.A., a raíz del terremoto de fecha 27 de febrero de 2010, realizó una evaluación de deterioro a sus activos operativos, detectando que una parte (sector) de las redes de distribución de gas natural que abastecen de energía a las comunas de Talcahuano y Concepción, sector centro, presentan daños estructurales que impide en la actualidad entregar suministro de gas natural a una parte de los clientes que habitan en estas comunas.

El importe de las pérdidas por deterioro reconocidas por la subsidiaria Gas Sur S.A. ascienden a M\$ 1.040.646, de acuerdo al valor de uso de sus activos, afectando al resultado del ejercicio 2010 en M\$ 811.704, rubro costo de ventas y M\$ 228.942 al estado de cambio del patrimonio neto, rubro reserva por superávit de revaluación.

El deterioro registrado por la subsidiaria Gas Sur S.A. al 31 de diciembre de 2010, representa el 0,1% del rubro propiedades, planta y equipo neto de la Sociedad, y un 2% si se determina en función a los activos de la entidad que registra el deterioro.

17.- IMPUESTOS DIFERIDOS.

El origen de los impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

17.1.- Activos por impuestos diferidos.

Activos por impuestos diferidos	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Relativos a propiedades, plantas y equipos	8.457.587	6.845.795
Relativos a intangibles	16.188.739	16.394.102
Relativos a acumulaciones (o devengos).	4.245.942	4.134.577
Relativos a provisiones.	6.025.650	8.164.467
Relativos a contratos de moneda extranjera.	5.362.964	5.205.185
Relativos a obligaciones por beneficios a los empleados	3.113.929	3.736.087
Relativos a revaluaciones de instrumentos financieros.	2.672.231	3.048.979
Relativos a pérdidas fiscales.	50.701.918	51.041.815
Relativos a cuentas por cobrar.	11.930.156	2.706.260
Relativos a los inventarios.	840.122	967.687
Relativos a contratos de leasing	337.314	0
Relativos a otros.	1.644.468	1.640.705
Total	111.521.020	103.885.659

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.

17.2.- Pasivos por impuestos diferidos.

Pasivos por impuestos diferidos	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Relativos a propiedades, planta y equipo	134.149.613	142.433.686
Relativos a revaluaciones de propiedades, planta y equipo	117.448.608	121.780.263
Relativos a intangibles	36.984.559	36.518.928
Relativos a acumulaciones (o devengos).	90.899	59.089
Relativos a obligaciones por beneficios a los empleados	880.312	520.550
Relativos a revaluaciones de instrumentos financieros.	213.185	265.966
Relativos a los inventarios.	15.900	23.355
Relativos a contratos de leasing	1.784.928	1.763.521
Relativos a otros.	3.459.545	4.131.639
Relativos a propiedades de inversión	180.111	221.833
Total	295.207.660	307.718.830

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

El siguiente es el movimiento de los activos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2011 y 2010:

Movimientos en activos por impuestos diferidos	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Activos por impuestos diferidos, saldo inicial.	103.885.659	106.643.342
Incremento (decremento) en activos impuestos diferidos.	6.373.466	(3.222.361)
Adquisiciones mediante combinaciones de negocios, activos por impuestos diferidos.	1.000.274	0
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera, activos por impuesto diferido.	261.621	(309.923)
Otros incrementos (decrementos), activos por impuestos diferidos.	0	774.601
Cambios en activos por impuestos diferidos, total	7.635.361	(2.757.683)
Total	111.521.020	103.885.659

El siguiente es el movimiento de los pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2011 y 2010:

Movimientos en pasivos por impuestos diferidos	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Pasivos por impuestos diferidos, saldo inicial.	307.718.830	282.556.126
Incremento (decremento) en pasivos impuestos diferidos.	(1.544.220)	30.157.718
Fusión por absorción, pasivos por impuestos diferidos (*)	(13.492.637)	0
Adquisiciones mediante combinaciones de negocios, pasivos por impuestos diferidos.	1.853.392	0
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera, pasivos por impuesto diferido.	672.295	(384.661)
Otros incrementos (decrementos), pasivos por impuestos diferidos.	0	(4.610.353)
Cambios en pasivos por impuestos diferidos, total	(12.511.170)	25.162.704
Total	295.207.660	307.718.830

(*) Monto neto originado principalmente por la fusión de Empresas Emel S.A. en Transnet S.A., según lo descrito en nota 27.3

17.4.- 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	Activos/Pasivos brutos M\$	Valores compensados M\$	Saldos netos al cierre M\$
31-12-2011			
- Activos por impuestos diferidos	111.521.020	(85.584.081)	25.936.939
- Pasivos por impuestos diferidos	(295.207.660)	85.584.081	(209.623.579)
Total	(183.686.640)	0	(183.686.640)
31-12-2010			
- Activos por impuestos diferidos	103.885.659	(88.004.001)	15.881.658
- Pasivos por impuestos diferidos	(307.718.830)	88.004.001	(219.714.829)
Total	(203.833.171)	0	(203.833.171)

18.- PASIVOS FINANCIEROS.

El detalle de este rubro para los cierres al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

18.1.- Clases de otros pasivos financieros.

Pasivos financieros	Ref. nota	Moneda	31-12-2011		31-12-2010	
			Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Préstamos bancarios.		CL \$	107.551.337	132.408.672	154.597.230	147.090.733
Préstamos bancarios.		US \$	58.111.873	40.977.304	24.524.734	82.722.919
Préstamos bancarios.		AR \$	7.109.843	1.616.340	4.496.606	965.428
Préstamos bancarios.		UF	63.392.766	386.031.589	48.685.800	318.938.825
Préstamos bancarios.		Cop \$	13.198.503	10.934.668	1.076.891	0
Total préstamos bancarios			249.364.322	571.968.573	233.381.261	549.717.905
Obligaciones con el público (bonos)		UF	50.717.233	838.261.067	68.107.215	842.555.866
Obligaciones con el público (pagarés)		CL \$	19.459.048	0	48.664.207	0
Obligaciones por arrendamiento financiero		UF	643.177	5.968.392	596.210	6.359.693
Obligaciones por arrendamiento financiero		Cop \$	2.194.132	5.182.331	437.273	0
Obligaciones por arrendamiento financiero			2.837.309	11.150.723	1.033.483	6.359.693
Pasivos de cobertura	6.2.-		5.557.210	0	3.171.315	9.865.393
Total			327.935.122	1.421.380.363	354.357.481	1.408.498.857

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

18.3.- Obligaciones con el público (bonos)

Saldos al 31 de diciembre de 2011.

Nº de inscripción o identificación del instrumento	Serie	Monto nominal colocado vigente	Unidad de reajuste del bono	Tasa de interés	Tasa de interés efectiva	Plazo final	Periodicidad		Total corrientes 31-12-2011 M\$	Vencimientos					Total no corrientes 31-12-2011 M\$	Colocación en Chile o el extranjero
							Pago de intereses	Pago de amortización		1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años	10 o más años		
										M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
209	BGASC-D	1.000.000	UF	7,50%	7,62%	01-03-2029	Semestral	Final	531.819	0	0	0	0	21.840.228	21.840.228	Chile
238	BGASC-F1	400.000	UF	7,30%	7,16%	01-12-2025	Semestral	Semestral	53.116	483.960	483.945	967.847	3.433.394	3.554.574	8.923.720	Chile
238	BGASC-F2	2.000.000	UF	7,30%	7,16%	01-12-2025	Semestral	Semestral	265.939	2.420.163	2.420.091	4.839.932	17.168.911	17.772.845	44.621.942	Chile
428	BGASC-G	500.000	UF	2,50%	3,30%	01-09-2012	Semestral	Semestral	11.206.063	0	0	0	0	0	0	Chile
429	BGASC-H	1.500.000	UF	3,50%	4,34%	01-09-2028	Semestral	Semestral	251.593	0	0	0	0	30.714.820	30.714.820	Chile
217	BMGAS-B-1	87.195	UF	7,00%	7,61%	01-09-2024	Semestral	Semestral	188.730	95.156	106.032	244.688	802.033	497.385	1.745.294	Chile
217	BMGAS-B-2	784.756	UF	7,00%	7,61%	01-09-2024	Semestral	Semestral	1.561.925	856.415	954.292	2.202.211	7.218.359	4.476.343	15.707.620	Chile
259	BMGAS-D-1	800.000	UF	6,50%	7,25%	01-06-2026	Semestral	Final	280.244	0	0	0	0	16.854.586	16.854.586	Chile
259	BMGAS-D-2	3.200.000	UF	6,50%	7,25%	01-06-2026	Semestral	Final	1.120.971	0	0	0	0	67.418.345	67.418.345	Chile
344	BMGAS-F	2.166.666	UF	6,00%	6,24%	01-08-2024	Semestral	Semestral	4.416.337	3.715.679	3.715.679	7.431.358	18.578.395	8.082.434	41.523.545	Chile
469	D	3.500.000	UF	4,10%	4,95%	01-09-2029	Semestral	Semestral	1.061.482	0	0	5.238.432	26.192.159	41.907.630	73.338.221	Chile
470	F	1.500.000	UF	3,70%	3,97%	15-11-2027	Semestral	Semestral	158.313	0	0	2.732.096	13.660.478	16.392.626	32.785.200	Chile
470	G	2.900.000	UF	3,50%	3,52%	20-10-2015	Semestral	Semestral	11.073.748	10.770.819	10.770.819	10.770.768	0	0	32.312.406	Chile
541	H	2.000.000	UF	3,75%	4,14%	08-11-2013	Semestral	Al Vencimiento	639.241	44.351.643	0	0	0	0	44.351.643	Chile
542	I	5.500.000	UF	4,65%	4,84%	08-11-2029	Semestral	Semestral	2.190.448	0	0	0	0	120.489.674	120.489.674	Chile
542	J	500.000	UF	4,75%	5,10%	12-01-2029	Semestral	Al Vencimiento	244.600	0	0	0	0	10.754.438	10.754.438	Chile
542	K	2.000.000	UF	4,00%	4,09%	02-12-2031	Semestral	Al Vencimiento	144.758	0	0	0	0	44.061.735	44.061.735	Chile
465	D	2.000.000	UF	4,50%	4,81%	01-06-2027	Semestral	A partir del 12-2021	168.073	0	0	0	0	44.588.060	44.588.060	Chile
610	D	3.500.000	UF	4,21%	4,30%	10-09-2030	Semestral	A partir del 03-2020	1.030.654	0	0	0	14.187.045	63.224.845	77.411.890	Chile
377	D	2.382.353	UF	4,40%	4,77%	01-06-2025	Semestral	Semestral	4.130.590	3.857.058	3.857.058	7.714.116	19.285.290	13.499.713	48.213.235	Chile
389	BCGED-A	1.000.000	UF	3,25%	3,97%	01-12-2012	Semestral	Semestral	4.471.015	0	0	0	0	0	0	Chile
389	BCGED-A	3.000.000	UF	4,50%	4,96%	01-10-2025	Semestral	Semestral	5.527.574	4.661.882	4.661.882	9.323.764	23.309.409	18.647.528	60.604.465	Chile
Total									50.717.233	71.212.775	26.969.798	51.465.212	143.835.473	544.777.809	838.261.067	

Saldos al 31 de diciembre de 2010.

Nº de inscripción o identificación del instrumento	Serie	Monto nominal colocado vigente	Unidad de reajuste del bono	Tasa de interés	Tasa de interés efectiva	Plazo final	Periodicidad		Total corrientes 31/12/2010 M\$	Vencimientos					Total no corrientes 31/12/2010 M\$	Colocación en Chile o el extranjero
							Pago de intereses	Pago de amortización		1 hasta 2 años M\$	más de 2 hasta 3 años M\$	más de 3 hasta 5 años M\$	más de 5 hasta 10 años M\$	10 o más años M\$		
209	BGASC-D	1.000.000	UF	7,50%	7,62%	01/03/2029	Semestral	Final	516.687	0	0	0	0	20.987.790	20.987.790	Chile
217	BMGAS-B-1	90.488	UF	7,00%	7,61%	01/09/2024	Semestral	Semestral	171.827	81.112	91.578	214.553	719.538	649.683	1.756.464	Chile
217	BMGAS-B-2	814.390	UF	7,00%	7,61%	01/09/2024	Semestral	Semestral	1.409.832	730.011	824.206	1.930.996	6.475.901	5.847.043	15.808.157	Chile
238	BGASC-F1	400.000	UF	7,30%	7,16%	01/12/2025	Semestral	Semestral	51.101	0	466.420	931.528	2.913.638	4.277.380	8.588.966	Chile
238	BGASC-F2	2.000.000	UF	7,30%	7,16%	01/12/2025	Semestral	Semestral	255.827	0	2.332.795	4.658.321	14.569.740	21.387.655	42.948.511	Chile
259	BMGAS-D-1	800.000	UF	6,50%	7,25%	01/06/2026	Semestral	Final	269.922	0	0	0	0	16.183.802	16.183.802	Chile
259	BMGAS-D-2	3.200.000	UF	6,50%	7,25%	01/06/2026	Semestral	Final	1.079.686	0	0	0	0	64.735.209	64.735.209	Chile
344	BMGAS-F	2.333.333	UF	6,00%	6,24%	01/08/2024	Semestral	Semestral	4.414.887	3.575.932	3.575.932	7.151.864	17.879.661	11.239.129	43.422.518	Chile
377	D	2.558.824	UF	4,40%	4,77%	01/06/2025	Semestral	Semestral	3.989.223	3.707.121	3.707.121	7.414.241	18.535.604	16.682.055	50.046.142	Chile
389	BCGED-A	1.000.000	UF	3,25%	3,97%	01/12/2012	Semestral	Semestral	4.314.609	4.226.000	0	0	0	0	4.226.000	Chile
389	BCGED-A	3.000.000	UF	4,50%	4,96%	01/10/2025	Semestral	Semestral	722.021	0	4.483.508	13.450.524	22.417.540	22.417.540	62.769.112	Chile
428	BGASC-G	1.000.000	UF	2,50%	3,30%	01/09/2012	Semestral	Semestral	10.795.926	10.694.759	0	0	0	0	10.694.759	Chile
429	BGASC-H	1.500.000	UF	3,50%	4,34%	01/09/2028	Semestral	Semestral	246.261	0	0	0	0	29.322.966	29.322.966	Chile
465	D	2.000.000	UF	4,50%	4,81%	01/06/2027	Semestral	Final	157.465	0	0	0	0	41.620.613	41.620.613	Chile
469	D	3.500.000	UF	4,10%	4,95%	01/09/2029	Semestral	Semestral	1.027.203	0	0	0	24.842.839	44.744.946	69.587.785	Chile
469	E	1.100.000	UF	3,40%	3,78%	15/11/2011	Semestral	Al Vencimiento	23.704.419	0	0	0	0	0	0	Chile
470	F	1.500.000	UF	3,70%	3,97%	15/11/2027	Semestral	Semestral	153.200	0	0	0	13.113.555	18.333.819	31.447.374	Chile
470	G	2.900.000	UF	3,50%	3,52%	20/10/2015	Semestral	Semestral	10.731.004	10.284.061	10.284.061	20.899.866	0	0	41.467.989	Chile
541	H	2.000.000	UF	3,75%	4,14%	08/11/2013	Semestral	Al Vencimiento	615.199	0	42.469.126	0	0	0	42.469.126	Chile
542	I	5.500.000	UF	4,65%	4,84%	08/11/2029	Semestral	Semestral	2.108.065	0	0	0	0	116.080.882	116.080.882	Chile
542	J	500.000	UF	4,75%	5,10%	12/01/2029	Semestral	Al Vencimiento	235.401	0	0	0	0	10.279.791	10.279.791	Chile
542	K	2.000.000	UF	4,00%	4,09%	02/12/2031	Semestral	Al Vencimiento	140.079	0	0	0	0	42.367.724	42.367.724	Chile
610	D	3.500.000	UF	4,30%	4,21%	10/09/2030	Semestral	Semestral	997.371	0	0	0	0	75.744.186	75.744.186	Chile
Total									68.107.215	33.298.996	68.234.747	56.651.893	121.468.016	562.902.213	842.555.866	

18.4.- Obligaciones con el público (pagarés).

Saldos al 31 de diciembre de 2011.

Nº de inscripción o identificación del instrumento	Serie	Monto nominal colocado vigente	Unidad de reajuste del bono	Tasa de interés	Tasa de interés efectiva	Vencimiento pagaré o línea de crédito	Total corrientes 31-12-2011 M\$	Colocación en Chile o el extranjero
3	BCGEI-H 5A	10.000.000	CL \$	6,21%	6,21%	09-08-2012	9.616.931	Chile
10	25-A	10.000.000	CL \$	6,60%	6,60%	30-03-2012	9.842.117	Chile
Total							19.459.048	

Saldos al 31 de diciembre de 2010.

Nº de inscripción o identificación del instrumento	Serie	Monto nominal colocado vigente	Unidad de reajuste del bono	Tasa de interés	Tasa de interés efectiva	Vencimiento pagaré o línea de crédito	Total corrientes 31/12/2010 M\$	Colocación en Chile o el extranjero
10	19-A	10.000.000	CL \$	2,90%	2,90%	31/03/2011	9.928.204	Chile
10	20-A	10.000.000	CL \$	4,76%	4,76%	31/05/2011	9.801.767	Chile
10	21-A	10.000.000	CL \$	5,22%	5,22%	30/04/2011	9.827.353	Chile
1	BCGEI-H 3A	10.000.000	CL \$	5,66%	5,66%	11/08/2011	9.668.966	Chile
2	BCGEI-H 4A	10.000.000	CL \$	6,03%	6,03%	27/12/2011	9.437.917	Chile
Total							48.664.207	

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

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Proveedores de energía.	97.477.413	101.397.626	0	0
Retenciones.	22.512.530	18.809.377	0	0
Pasivos de arrendamientos.	981.129	1.277.353	540.370	1.346.559
Dividendos por pagar.	2.566.484	5.038.451	0	0
Pasivos acumulados (o devengados). (*)	18.008.887	17.659.716	0	16.510
Proveedores no energéticos.	53.767.084	42.747.702	0	0
Obligación con Gas Atacama.	77.043	880.477	0	0
Proveedores de importación	969.977	326.153	0	0
Acreedores varios.	11.224.121	12.474.591	2.502.961	3.849.044
Otros.	3.439.929	2.860.266	0	146.081
Total	211.024.597	203.471.712	3.043.331	5.358.194

19.1.- Pasivos acumulados (o devengados).

(*) Pasivos acumulados (o devengados)	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Vacaciones del personal.	8.937.856	8.448.015	0	0
Bonificaciones de feriado.	1.107.845	1.365.098	0	16.510
Participación sobre resultados	6.591.555	5.668.926	0	0
Participación del Directorio.	1.276.633	2.177.677	0	0
Provisión de Aguinaldos	94.998	0	0	0
Total	18.008.887	17.659.716	0	16.510

20.- OTRAS PROVISIONES.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

20.1.- Provisiones – saldos.

Clase de provisiones	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Provisión de reclamaciones legales.	3.433.906	5.159.207	875.083	500.058
Provisión de contratos onerosos.	241.088	262.037	0	0
Participación en utilidades y bonos.	2.996.496	2.388.621	0	0
Responsabilidad sobre pasivos netos de asociadas.	0	0	8.877.551	447.757
Otras provisiones.	388.146	650.391	32.106.774	28.829.032
Total	7.059.636	8.460.256	41.859.408	29.776.847

20.1.1.- 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 N° 31).

20.1.2.- Provisiones de contratos onerosos.

Los montos registrados corresponden a aquellos contratos en que los costos para completar la obligación inevitablemente superarán los beneficios que se espera recibir de ellos y que tienen su origen fundamentalmente en descalces en los vencimientos y precios de los contratos de clientes y proveedores. Los saldos de provisión del sector eléctrico se espera se terminen de utilizar durante el año 2013.

20.1.3.- 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.

20.1.4.- Responsabilidad sobre pasivos netos de negocios conjuntos.

El Grupo CGE, a través de su subsidiaria Gasco S.A. mantiene al 31 de diciembre de 2011 una provisión por patrimonio negativo, correspondiente a su participación accionaria en las sociedades de control conjunto Innergy Holdings S.A., Innergy Transportes S.A., Innergy Soluciones Energéticas S.A., Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd, GNL Chile S.A. y GNL Quintero S.A.

20.1.5.- Otras provisiones.

En relación con los contratos de transporte en firme suscritos entre la subsidiaria Metrogas con las empresas Gasandes, a la fecha de los estados financieros, en ambos juicios arbitrales se encuentran en el periodo de prueba.

A esta fecha, habiéndose resuelto por incumplimientos los contratos de suministro de gas natural suscrito con el Consorcio Aguada Pichana y de transporte en firme suscrito con Transportadora de Gas del Norte (TGN), la subsidiaria Metrogas S.A., en relación con el suministro de gas natural desde la República Argentina, sólo mantiene vigente y operativo un contrato de suministro de gas natural con el Consorcio Sierra Chata por un volumen máximo de 760 Mm³/día y un contrato de transporte en firme entre Tratayén y La Mora con el fideicomiso administrado por el Banco HSBC por un volumen de 303 Mm³/día. Continúan en desarrollo las gestiones formales iniciadas por la subsidiaria Metrogas ante los productores integrantes del Consorcio Aguda Pichana, Total, Wintershall y PAE, con el objeto de proceder a la constitución del arbitraje previsto en el contrato de suministro de gas natural para resolver las controversias entre las partes derivadas de, entre otras materias, la ejecución del referido contrato de suministro. En dicho arbitraje la subsidiaria Metrogas procederá a demandar de los referidos productores el pago de la indemnización de los perjuicios económicos experimentados por Metrogas como consecuencia de los incumplimientos incurridos por éstos en el suministro de gas natural contratado en firme.

La subsidiaria Metrogas S.A., ha sido informada, pero aún no notificada, de la existencia de una demanda de cobro de facturas por parte de TGN cuyo tenor desconocemos, y la cual deberá notificarse en Chile por del Ministerio de Relaciones Exteriores y la excelentísima Corte Suprema de Justicia. Cabe recordar que en el mes de septiembre de 2009, de conformidad con lo dispuesto en el Reglamento de Servicio de Transporte de Gas Natural vigente en la República Argentina, y en razón de los incumplimientos contractuales incurridos por TGN en relación con su deber contractual de custodia del gas natural inyectado en Tratayén, Neuquén, por los productores de gas natural, Metrogas resolvió administrativamente los contratos de transporte y requirió a TGN el pago de una suma del orden de los US\$ 202 Millones como indemnización de los perjuicios económicos derivados de tales incumplimientos.

Actualmente, la subsidiaria Metrogas cuenta con un abastecimiento continuo a través del Terminal de Regasificación de Quintero de propiedad de GNL Quintero S.A. Aunque ya estaba en operación desde el año 2009, desde el 1° de Enero de 2011, fecha en que se declara el COD (Commercial Operation Day), GNL Quintero S.A. comenzó a operar a su plena capacidad operativa de diseño. Esta operación ha permitido abastecer en un 100% las necesidades de sus clientes residenciales, comerciales e industriales.

Los nuevos contratos de suministro de gas natural suscritos por la subsidiaria Metrogas S.A. con sus clientes industriales, excluyen la responsabilidad de Metrogas S.A. por interrupciones parciales o totales de suministro y consideran la opción de suspender el suministro de gas natural sin derecho a indemnización alguna para el cliente, en caso de la existencia de una situación de fuerza mayor que afecte directamente a la subsidiaria Metrogas S.A., así como también en relación con fallas en el suministro de gas natural que tengan su origen en el atraso en el arribo de los barcos metaneros, problemas relacionados con la operación del muelle, fallas operacionales que puedan afectar el terminal de regasificación de Quintero y finalmente que afecten la operación del gasoducto de Electrogas, situaciones todas fuera del control de la subsidiaria Metrogas S.A.. En el evento que la suspensión de suministro no sea consecuencia de una situación de fuerza mayor o ésta tenga su origen en una causa en la cual no está excluida la responsabilidad de subsidiaria Metrogas S.A., la opción de suspender el suministro también está prevista a favor de ésta, pero en este caso, se debe indemnizar a los clientes sólo los costos incrementales netos derivados de la utilización de un combustible alternativo.

Finalmente, 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, por 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.

La subsidiaria Metrogas S.A. 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, con el objeto de asegurar el suministro a los clientes residenciales y comerciales, durante el tiempo de la emergencia.

20.2.- Movimiento de las provisiones.

Saldos al 31 de diciembre de 2011

Movimiento de las provisiones	Por reclamaciones legales	Por contratos onerosos	Por participación en utilidades y bonos	Por responsabilidad sobre pasivos netos de asociadas	Otras provisiones	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2011	5.659.265	262.037	2.388.621	447.757	29.479.423	38.237.103
Provisiones adicionales.	1.506.930	58.125	1.307.473	0	254.204	3.126.732
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	(901.015)	0	1.792.773	8.429.794	483.186	9.804.738
Provisión utilizada.	(1.337.185)	(79.074)	(2.456.512)	0	(819.810)	(4.692.581)
Reversión de provisión no utilizada.	(657.271)	0	(35.859)	0	(12.503)	(705.633)
Incremento por ajuste del valor del dinero en el tiempo.	11.333	0	0	0	0	11.333
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	26.932	0	0	0	3.110.420	3.137.352
Total cambios en provisiones	(1.350.276)	(20.949)	607.875	8.429.794	3.015.497	10.681.941
Saldo final al 31/12/2011	4.308.989	241.088	2.996.496	8.877.551	32.494.920	48.919.044

Saldos al 31 diciembre de 2010

Movimiento de las provisiones	Por reclamaciones legales	Por contratos onerosos	Por participación en utilidades y bonos	Por responsabilidad sobre pasivos netos de asociadas	Otras provisiones	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2010	5.977.255	5.861.568	2.262.190	754.614	37.527.704	52.383.331
Provisiones adicionales.	969.523	0	1.076.969	0	283.162	2.329.654
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	(273.214)	(5.588.608)	443.923	(307.877)	455.523	(5.270.253)
Provisión utilizada.	(681.472)	(10.923)	(1.394.461)	0	(6.021.511)	(8.108.367)
Reversión de provisión no utilizada.	(209.493)	0	0	0	(1.711.320)	(1.920.813)
Incremento por ajuste del valor del dinero en el tiempo.	6.063	0	0	0	112.538	118.601
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	(129.397)	0	0	0	(1.166.673)	(1.296.070)
Otro incremento (decremento).	0	0	0	1.020	0	1.020
Total cambios en provisiones	(317.990)	(5.599.531)	126.431	(306.857)	(8.048.281)	(14.146.228)
Saldo final al 31/12/2010	5.659.265	262.037	2.388.621	447.757	29.479.423	38.237.103

21.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

El detalle de este rubro al 31 diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

21.1.- Detalle del rubro.

Provisión por beneficios a los empleados	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Provisión indemnización años de servicio.	1.034.679	953.006	18.795.268	17.322.379
Provisión premio de antigüedad.	67.898	10.677	846.239	1.765.110
Provisión beneficios post jubilatorios.	0	0	12.238.631	12.246.322
Total	1.102.577	963.683	31.880.138	31.333.811

21.2.- 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		Post jubilatorios	
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Valor presente obligación plan de beneficios definidos, saldo inicial	17.479.274	25.162.437	1.775.787	5.835.565	12.246.322	13.629.767
Costo del servicio corriente obligación plan de beneficios definidos.	1.569.479	2.070.914	44.741	569.857	77.814	311.966
Costo por intereses por obligación de plan de beneficios definidos.	732.194	1.286.091	87.013	378.105	0	0
Ganancias pérdidas actuariales obligación planes de beneficios definidos.	1.641.533	(7.171.005)	(1.052.737)	(1.076.008)	(94.960)	(1.695.411)
Incremento disminución en el cambio de moneda extranjera obligación del plan de beneficios definidos.	4.908	0	0	0	9.455	0
Contribuciones pagadas obligación de planes de beneficios definidos.	(927.154)	(1.577.266)	0	(91.483)	0	0
Reducciones obligación plan de beneficios definidos.	(17.156)	(470.977)	0	0	0	0
Liquidaciones obligación plan de beneficios definidos.	(1.308.888)	(1.820.920)	(10.149)	(3.840.249)	0	0
Total	19.174.190	17.479.274	844.655	1.775.787	12.238.631	12.246.322

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

Balance plan de beneficios	Indemnización por años de servicios		Premios por antigüedad		Post jubilatorios	
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Valor presente obligación plan de beneficios definidos, saldo final.	19.174.190	17.479.274	844.655	1.775.787	12.238.631	12.246.322
Obligación presente sin fondos de plan de beneficios definidos.	19.174.190	17.479.274	844.655	1.775.787	12.238.631	12.246.322
Ganancias - pérdidas actuariales no reconocidas en balance netas.	655.757	796.111	0	0	0	0
Otros importes reconocidos en el balance.	0	0	69.482	0	0	0
Total	19.829.947	18.275.385	914.137	1.775.787	12.238.631	12.246.322

21.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados.

Valor presente de las obligaciones post empleo y similar	Indemnización por años de servicios		Premios por antigüedad		Post jubilatorios		Línea del estado de resultados en la que se ha reconocido
	01-01-2011 31-12-2011 M\$	01-01-2010 31-12-2010 M\$	01-01-2011 31-12-2011 M\$	01-01-2010 31-12-2010 M\$	01-01-2011 31-12-2011 M\$	01-01-2010 31-12-2010 M\$	
Costo del servicio corriente plan de beneficios definidos.	1.569.479	2.070.914	44.741	569.857	77.814	311.966	Costo de ventas - gastos de administración.
Costo por intereses plan de beneficios definidos.	732.194	1.286.091	87.013	378.105	0	0	Costos Financieros.
Pérdidas - ganancias actuarial neta de beneficios definidos.	985.776	(7.967.116)	(1.052.737)	(1.076.008)	(94.960)	(1.695.411)	Otras ganancias (pérdidas)
Pérdida - ganancia por reducción y liquidación plan beneficios definidos.	(154.364)	(433.029)	0	0	0	0	Costo de ventas - gastos de administración.
Total gastos reconocidos en resultados	3.133.085	(5.043.140)	(920.983)	(128.046)	(17.146)	(1.383.445)	

21.5.- Hipótesis actuariales

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

Detalle	31-12-2011	31-12-2010
Tasa de descuento utilizada.	4,9	4,9
Tasa de inflación.	3,0	3,0
Aumento futuros de salarios.	2,0	2,0
Tabla de mortalidad.	RV - 2009	
Tabla de invalidez.	30 % de la RV - 2009	
Tabla de rotación.	5,3	

22.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Ingresos diferidos. (*)	7.418.535	4.876.532	3.055.121	4.378.403
Aportes Rembolsables	439.481	475.165	79.458	79.458
Garantías recibidas en efectivo	1.114.793	254.715	0	0
Ganancia actuarial diferida	59.517	0	1.829.656	2.614.491
Otros.	529.629	330.369	16.301.916	10.926.932
Total	9.561.955	5.936.781	21.266.151	17.999.284

22.1.- Ingresos diferidos.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

(*) Detalle de ingresos diferidos	Corrientes		No Corrientes	
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Ingresos diferidos por obras de terceros.	4.221.555	3.159.810	0	1.862.819
Ingresos diferidos por apoyos en postación.	124.331	14.489	0	0
Subsidios.	0	0	1.898.492	0
Garantías (pago anticipado de clientes).	179.778	604.821	0	0
Gas por entregar.	1.040.774	879.536	0	0
Otros ingresos diferidos.	1.852.097	217.876	1.156.629	2.515.584
Total	7.418.535	4.876.532	3.055.121	4.378.403

El movimiento de este rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

Detalle de ingresos diferidos corrientes y no corrientes	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Saldo inicial ingresos diferidos corrientes y no corrientes	9.254.935	6.119.394
Adiciones.	33.039.261	25.762.931
Imputación a resultados.	31.725.523	22.726.981
Ganancia (pérdida) diferencias de conversión.	94	(510)
Ganancia (pérdida) otros.	(95.111)	100.101
Total	10.473.656	9.254.935

22.2.- Contratos de construcción.

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

22.2.1.- Margen del ejercicio por contratos de construcción.

Detalle	01-01-2011 31-12-2011 M\$	01-01-2010 31-12-2010 M\$
Ingresos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el ejercicio.	17.110.105	15.336.970
Costos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el ejercicio.	(10.237.857)	(7.947.708)
Margen de contratos en construcción	6.872.248	7.389.262

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

Detalle	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Importe de anticipos recibidos sobre contratos de construcción.	10.352.769	7.810.761
Importe de retenciones en contratos de construcción.	0	0
Importe bruto debido por clientes por contratos de construcción como activos.	2.091.737	1.186.183
Importe bruto debido por clientes por contratos de construcción como pasivos.	6.313.292	6.208.812

22.2.3.- Subvenciones gubernamentales.

Subvención del gobierno	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Importe de las subvenciones del gobierno reconocidas.	428.589	213.590
Naturaleza de la subvención incluida.	PER - FNDR	PER - FNDR

22.3.- Otros.

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, el saldo está compuesto principalmente por garantías de envases. Como parte del esquema de distribución y venta de gas licuado, la subsidiaria Gasco recibe, a cambio de la entrega de cilindros de gas licuado a sus clientes y distribuidores, depósitos en efectivo en garantía de esos envases, los que son documentados al cliente mediante un instrumento que obliga a la Sociedad a responder por el 100% de su valor nominal reajustado.

23.- PATRIMONIO NETO.

23.1.- Capital suscrito y pagado.

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.

Con fecha 10 de junio de 2011 finalizó el período de oferta preferente dirigido a los accionistas de Compañía General de Electricidad S.A. (CGE), para la suscripción y pago de la emisión de 24.000.000 de acciones efectuada con cargo al aumento de capital acordado en Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el 21 de abril de 2009 e inscrita en el Registro de Valores de esa Superintendencia bajo el número 919 de fecha 11 de abril de 2011.

Finalizado el período de oferta preferente, los accionistas de CGE y cesionarios de las opciones, suscribieron y pagaron la cantidad de 18.217.048 acciones de pago, representativas del 75,9% de la colocación, por un monto total ascendente a M\$ 51.406.687.

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, el capital social autorizado, suscrito y pagado asciende a M\$ 671.278.954 y M\$ 619.872.267, respectivamente

23.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010 el capital de Compañía General de Electricidad S.A., está representado por 416.710.367 y 398.493.319 respectivamente, acciones sin valor nominal, de un voto por acción.

23.3.- Política de dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 18 de abril de 2011, aprobó como política de dividendos el distribuir no menos del 30% de la utilidad de la empresa mediante tres dividendos provisorios y uno definitivo, con cargo a las utilidades distribuibles del ejercicio 2011.

El cumplimiento del programa antes señalado quedará condicionado a las utilidades que realmente se obtengan, como asimismo, a la situación de caja, a los resultados que señalen las proyecciones que periódicamente efectúa la empresa, o a la existencia de determinadas condiciones, todo lo cual será resuelto por el Directorio.

23.4.- Dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 21 de abril de 2010, aprobó el pago del dividendo definitivo N° 358 de \$ 37,00.- por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2009 el cual se pagó con fecha 30 de abril de 2010, por un total de M\$ 14.516.950.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 1937 de fecha 28 de mayo de 2010, acordó repartir el dividendo provisorio N° 359 de \$ 37,00.- por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2010, el cual se pagó con fecha 30 de junio de 2010, por un total de M\$ 14.516.950.

El Directorio en Sesión Extraordinaria de fecha 9 de septiembre de 2010, acordó repartir el dividendo eventual N° 360 de \$ 37,00.- por acción con cargo a la reserva futuros dividendos, el cual se pagó con fecha 30 de septiembre de 2010, por un total de M\$ 14.744.253.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 1943 de fecha 26 de noviembre de 2010, acordó repartir el dividendo provisorio N° 361 de \$ 37,00.- por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2010, el cual se pagó con fecha 29 de diciembre de 2010, por un total de M\$ 14.744.253.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 18 de abril de 2011, aprobó el pago del dividendo definitivo N° 362 de \$ 37,00.- por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2010 el cual se pagó con fecha 29 de abril de 2011, por un total de M\$ 14.744.253.-

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 1949 de fecha 27 de mayo de 2011, acordó repartir el dividendo eventual N° 363 de \$ 37,00.- por acción con cargo a la reserva futuros dividendos, el cual se pagó con fecha 29 de junio de 2011, por un total de M\$ 15.418.284.-

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 1955 de fecha 25 de noviembre de 2011, acordó repartir el dividendo eventual N° 364 de \$ 30,00.- por acción con cargo a la reserva futuros dividendos, el cual se pagó con fecha 29 de diciembre de 2011, por un total de M\$ 12.501.310.-

23.5.- Reservas.

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

23.5.1.- Superávit de revaluación.

Corresponde a la revaluación de los bienes de uso, la cual se presenta neta de su respectivo impuesto diferido y depreciación, esta última es reciclada a las ganancias (pérdidas) acumuladas.

Con fecha 31 de diciembre de 2010 se efectuó el proceso de revaluación de acuerdo a NIC 16 y a las políticas del Grupo CGE, el efecto de este incremento neto de impuestos diferidos ascendió a M\$ 102.257.369 y el saldo acumulado de esta reserva al cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2011 asciende a M\$ 429.319.328, luego de ser aplicado el respectivo reciclaje, equivalente a la depreciación del ejercicio neta de impuestos diferidos por valor de M\$ 22.439.905.

23.5.2.- Reservas de conversión.

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

23.5.3.- Reservas de coberturas.

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

23.5.4.- Reservas de disponibles para la venta.

Corresponde a las fluctuaciones en el valor justo de activos financieros clasificados como disponibles para la venta.

23.5.5.- 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.

23.6.- Participaciones no controladoras.

Las siguientes son las participaciones no controladoras al 31 de diciembre de 2011 y 2010.

R.U.T	Nombre de la subsidiaria	País de origen	Porcentaje de participación en subsidiarias de la participación no controladora		31-12-2011		31-12-2010	
			31-12-2011	31-12-2010	Participación no controladora en patrimonio	Ganancia (pérdida) atribuible a participación no controladora	Participación no controladora en patrimonio	Ganancia (pérdida) atribuible a participación no controladora
					M\$	M\$	M\$	M\$
0 - E	Energía San Juan S.A.	Argentina	0,000100%	0,000100%	18	2	12	3
79.882.520-8	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	44,891800%	44,891800%	15.363.706	1.719.935	15.375.574	1.629.743
79.882.520-8	TV Red S.A.	Chile	10,000000%	10,000000%	141.605	97.120	142.908	109.003
76.144.163-9	Emel Sur S.A.	Chile	1,917740%	2,012030%	1.305.455	34.401	0	0
76.144.216-3	Emel Atacama S.A.	Chile	1,917740%	2,012030%	365.406	11.068	0	0
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	1,917740%	2,012030%	1.466.057	119.723	0	0
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	0,000000%	2,012030%	2.684.621	0	7.617.909	345.563
90.310.000-1	Gasco S.A.	Chile	43,375600%	43,375600%	164.180.185	14.451.745	155.504.117	21.986.881
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	0,428300%	0,428300%	686.054	(13.837)	702.094	(7.386)
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	1,594960%	1,594960%	1.338.901	143.900	0	0
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	0,318740%	0,327140%	871.722	(56.411)	964.193	39.579
99.548.240-1	CGE Magallanes S.A.	Chile	0,205840%	0,205840%	43.543	5.295	43.504	4.629
99.548.260-6	CGE Argentina S.A.	Chile	0,008360%	0,008360%	3.092	612	2.559	725
87.601.500-5	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	Chile	1,594960%	1,594960%	274.602	9.828	0	0
76.122.825-0	Empresa Eléctrica de Atacama Inversión S.A.	Chile	1,594960%	1,594960%	267.419	28.194	258.392	5.089
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	11,543200%	11,610070%	3.373.887	399.384	3.334.740	389.898
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	7,868800%	7,902780%	3.260.988	351.253	3.231.066	389.106
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	6,146600%	6,274950%	1.249.100	129.145	1.257.674	109.058
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	0,000017%	0,000017%	4	0	0	0
0 - E	Inversiones GLP S.A.S. ESP	Colombia	30,000000%	30,000000%	7.743.464	(1.144.078)	1.370.154	(552.637)
0 - E	Unigas Colombia S.A. E.S.P.	Colombia	30,000000%	30,000000%	1.410.407	163.935	0	0
0 - E	Proveedora Mayorista de Gas S.A. E.S.P.	Colombia	30,000000%	30,000000%	275.813	(17.628)	0	0
0 - E	Ultragás S.A. E.S.P.	Colombia	30,000000%	30,000000%	142.457	(3.370)	0	0
76.076.073-0	Transportes e Inversiones Magallanes S.A.	Chile	15,000000%	15,000000%	328.295	(80.551)	408.847	(71.153)
76.076.073-0	Autogasco S.A.	Chile	0,000000%	0,000000%	0	0	0	(275.569)
96.620.900-3	Empresa Chilena de Gas Natural s.a.	Chile	0,005000%	0,005000%	(55)	(18)	(37)	(7)
96.636.520-K	Gasmar S.A.	Chile	49,000000%	49,000000%	16.118.490	4.428.446	14.492.200	5.701.755
96.722.460-K	Metrogas S.A.	Chile	48,162200%	48,162200%	165.699.767	26.576.872	172.028.613	17.168.201
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	29,994400%	29,994400%	0	146.611	7.624.944	(385.621)
99.589.320-7	Financiamiento Doméstico S.A.	Chile	0,100000%	0,100000%	233	45	188	44
78.512.190-2	Energy Sur S.A.	Chile	45,000000%	45,000000%	305.088	75.872	314.190	135.434
96.756.670-5	Ingeniería y Desarrollo Tecnológico S.A.	Chile	49,000000%	49,000000%	333.440	(151.832)	485.272	(195.400)
96.868.110-9	Hormigones del Norte S.A.	Chile	0,005000%	0,005000%	81	33	81	36
76.122.827-7	Empresa Eléctrica de Atacama Transmisión S.A.	Chile	1,594960%	1,594960%	0	0	338.279	15.506
96.763.010-1	Empresa Eléctrica Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	0,000000%	0,000100%	0	0	278.907	107.685
Total					389.233.845	47.425.694	385.776.380	46.650.165

23.7.- Transacciones con participaciones no controladoras.

Durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011 y 2010, se realizaron las siguientes transacciones de adquisición de acciones con la participación no controladora.

Transacciones efectuadas al 31 de diciembre de 2011.

Sociedad	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.	240.055	0,12907%	43.189	26.008	17.181
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	261.378	0,14456%	112.343	59.559	52.784
Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	125.526	0,09771%	50.047	28.676	21.371
CGE Distribución S.A.	10.447	0,00840%	45.757	21.123	24.634
Empresas Emel S.A.	12.788	0,05174%	69.717	10.797	58.920
Transnet S.A.	26.148	0,02869%	121.120	94.251	26.869
Emel Norte S.A.	12.705	0,08676%	127.262	131.060	(3.798)
Emel Sur S.A.	12.705	0,08726%	111.555	114.635	(3.080)
Emel Atacama	12.705	0,08726%	35.584	37.101	(1.517)
Total			716.574	523.210	193.364

Transacciones efectuadas al 31 de diciembre de 2010.

Sociedad	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.	462.985	0,24893%	81.661	81.547	114
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	1.248.155	0,69028%	531.762	529.450	2.312
Empresa Eléctrica Atacama S.A.	62.764	1,02622%	1.129.733	1.125.240	4.493
Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	1.563.587	0,85474%	437.135	419.829	17.306
Empresas Emel S.A.	6.282	0,03094%	100.512	104.526	(4.014)
CGE Distribución S.A.	7.076	0,00602%	31.205	34.250	(3.045)
Total			2.312.008	2.294.842	17.166

Dichas transacciones fueron contabilizadas de acuerdo con lo descrito en nota 2.4.2.-, imputando la diferencia entre el monto pagado y el valor libros de la inversión adquirida a otras reservas del patrimonio neto, en el rubro “otros incrementos (decrementos) en patrimonio neto”.

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

Movimientos al 31 de diciembre de 2011.

Movimiento de otros resultados integrales al 31/12/2011	Porción atribuible a accionistas de la matriz			Porción atribuible al interés no controlante			Total		
	Importe bruto	Efecto tributario	Importe neto	Importe bruto	Efecto tributario	Importe neto	Importe bruto	Efecto tributario	Importe neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ganancia (pérdida) después de impuestos			(14.164.638)			47.425.694			33.261.056
Reservas de disponibles para la venta									
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta	580.327	(98.656)	481.671	444.545	(75.572)	368.973	1.024.872	(174.228)	850.644
Total movimientos del ejercicio	580.327	(98.656)	481.671	444.545	(75.572)	368.973	1.024.872	(174.228)	850.644
Reservas de cobertura de flujo de caja									
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujo de efectivo	3.186.870	(541.768)	2.645.102	536.812	(119.804)	417.008	3.723.682	(661.572)	3.062.110
Total movimientos del ejercicio	3.186.870	(541.768)	2.645.102	536.812	(119.804)	417.008	3.723.682	(661.572)	3.062.110
Reserva por revaluación									
Otro resultado integral, ganancia (pérdida) por revaluación	(14.940)	2.540	(12.400)	(167)	28	(139)	(15.107)	2.568	(12.539)
Total movimientos del ejercicio	(14.940)	2.540	(12.400)	(167)	28	(139)	(15.107)	2.568	(12.539)
Reserva de conversión									
Ganancias (pérdidas) por diferencias de conversión	5.220.932	0	5.220.932	2.999.684	0	2.999.684	8.220.616	0	8.220.616
Total movimientos del ejercicio	5.220.932	0	5.220.932	2.999.684	0	2.999.684	8.220.616	0	8.220.616
Otras reservas									
Participación en el otro resultado integral de inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	(2.294.403)	0	(2.294.403)	(1.757.568)	0	(1.757.568)	(4.051.971)	0	(4.051.971)
Total movimientos del ejercicio	(2.294.403)	0	(2.294.403)	(1.757.568)	0	(1.757.568)	(4.051.971)	0	(4.051.971)
Total resultado integral			(8.123.736)			49.453.652			41.329.916

Movimientos al 31 de diciembre de 2010.

Movimiento de otros resultados integrales al 31/12/2010	Porción atribuible a accionistas de la matriz			Porción atribuible al interés no controlante			Total		
	Importe bruto	Efecto tributario	Importe neto	Importe bruto	Efecto tributario	Importe neto	Importe bruto	Efecto tributario	Importe neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ganancia (pérdida) después de impuestos			60.088.430			46.650.165			106.738.595
Reservas de disponibles para la venta									
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta	425.790	(72.384)	353.406	1.024.802	(174.217)	850.585	1.450.592	(246.601)	1.203.991
Total movimientos del ejercicio	425.790	(72.384)	353.406	1.024.802	(174.217)	850.585	1.450.592	(246.601)	1.203.991
Reservas de cobertura de flujo de caja									
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujo de efectivo	496.287	(84.369)	411.918	(337.750)	56.196	(281.554)	158.537	(28.173)	130.364
Total movimientos del ejercicio	496.287	(84.369)	411.918	(337.750)	56.196	(281.554)	158.537	(28.173)	130.364
Reserva por revaluación									
Otro resultado integral, ganancia (pérdida) por revaluación	123.201.649	(20.944.280)	102.257.369	648.714	(1.246.979)	(598.265)	123.850.363	(22.191.259)	101.659.104
Total movimientos del ejercicio	123.201.649	(20.944.280)	102.257.369	648.714	(1.246.979)	(598.265)	123.850.363	(22.191.259)	101.659.104
Reserva de conversión									
Ganancias (pérdidas) por diferencias de conversión	(8.774.253)	0	(8.774.253)	(5.062.844)	0	(5.062.844)	(13.837.097)	0	(13.837.097)
Total movimientos del ejercicio	(8.774.253)	0	(8.774.253)	(5.062.844)	0	(5.062.844)	(13.837.097)	0	(13.837.097)
Otras reservas									
Participación en el otro resultado integral de inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	433.708	0	433.708	463.570	0	463.570	897.278	0	897.278
Total movimientos del ejercicio	433.708	0	433.708	463.570	0	463.570	897.278	0	897.278
Total resultado integral			154.770.578			42.021.657			196.792.235

24.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.

24.1.- Ingresos ordinarios.

Ingresos de actividades ordinarias	01-01-2011 31-12-2011	01-01-2010 31-12-2010
	M\$	M\$
Ventas	2.138.369.299	1.842.955.165
Venta de energía.	1.148.183.556	1.098.203.177
Venta de gas.	908.336.419	653.045.866
Venta de mercaderías, materiales y equipos.	81.849.324	91.706.122
Prestaciones de servicios	195.363.280	168.770.447
Recargos Regulados, Peajes y transmisión.	89.568.660	85.908.473
Arriendo de equipos de medida.	5.957.071	4.958.086
Servicios de mantenimiento de equipos a clientes.	5.353.510	8.547.728
Apoyos en postación.	4.236.654	3.974.289
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas.	28.368.868	22.134.310
Servicios de construcción de obras e instalaciones de gas.	1.165.467	1.614.275
Servicios de televisión por cable	7.153.123	7.057.344
Servicios de Call Center	3.137.851	2.993.443
Otras prestaciones	50.422.076	31.582.499
Total	2.333.732.579	2.011.725.612

24.2.- Otros ingresos, por función.

Otros ingresos por función	01-01-2011 31-12-2011	01-01-2010 31-12-2010
	M\$	M\$
Arriendo de oficinas a terceros.	3.203.721	1.859.131
Otros ingresos de operación.	11.683.917	8.715.355
Ingresos por factor de potencia	10.178	19.669
Total	14.897.816	10.594.155

25.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES.

Los ítems del estado de resultados por función por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010 que se adjunta, se descomponen como se indica en 25.1, 25.2, 25.3 y 25.4.

Gastos por naturaleza del Estado de Resultados por Función	01-01-2011 31-12-2011	01-01-2010 31-12-2010
	M\$	M\$
Costo de venta	1.944.402.049	1.645.679.687
Costo de distribución	17.394.821	12.064.541
Costo de administración	212.934.269	152.725.154
Otros gastos por función	18.069.070	15.013.076
	2.192.800.209	1.825.482.458

25.1.- Gastos por naturaleza.

Gastos por naturaleza	01-01-2011 31-12-2011	01-01-2010 31-12-2010
	M\$	M\$
Compra de energía.	953.893.324	910.312.282
Compra de gas.	684.556.106	465.339.087
Gastos de personal.	142.783.551	124.443.201
Gastos de operación y mantenimiento.	136.580.261	102.778.516
Gastos de administración.	100.481.421	74.400.290
Costos de mercadotecnia.	7.595.506	5.856.369
Costos de distribución.	17.343.649	10.480.073
Gastos de investigación y desarrollo.	0	256.702
Depreciación.	99.233.038	86.834.581
Amortización.	6.438.071	5.999.101
Otros gastos varios de operación.	43.895.282	38.782.256
Total	2.192.800.209	1.825.482.458

25.2.- Gastos de personal.

Gastos de personal	01-01-2011 31-12-2011	01-01-2010 31-12-2010
	M\$	M\$
Sueldos y salarios.	114.300.831	101.711.527
Beneficios a corto plazo a los empleados.	16.029.448	13.043.225
Beneficios por terminación.	1.501.606	913.528
Otros beneficios a largo plazo.	3.400.096	2.974.887
Otros gastos de personal.	7.551.570	5.800.034
Total	142.783.551	124.443.201

25.3.- Depreciación y amortización.

Detalle	01-01-2011 31-12-2011	01-01-2010 31-12-2010
	M\$	M\$
Depreciación		
Costo de ventas.	88.056.688	80.105.000
Gasto de administración.	11.176.350	6.729.581
Total depreciación	99.233.038	86.834.581
Amortización		
Costo de ventas.	4.989.874	4.890.538
Gasto de administración.	1.448.197	1.108.563
Total amortización	6.438.071	5.999.101
Total	105.671.109	92.833.682

25.4.- Otras ganancias (pérdidas).

Detalle	01-01-2011 31-12-2011	01-01-2010 31-12-2010
	M\$	M\$
Castigo o deterioro de propiedades, planta y equipos.	(11.934.513)	(2.385.671)
Venta de chatarra.	154.917	99.154
Venta de propiedades, planta y equipo.	7.348.424	873.648
Venta acciones	1.848.319	25.501.928
Compensación términos de contratos.	487.598	154.625
Juicios o arbitrajes.	(1.025.921)	(1.144.168)
Remuneraciones del directorio.	(837.123)	(833.104)
Participación utilidad del directorio	(1.237.479)	(1.879.805)
Remuneraciones comité de directores	(55.226)	(16.106)
Participación comité de directores	(31.575)	(44.050)
Otras ganancias (pérdidas)	1.708.118	(5.859.092)
Ganancia(pérdida) actuarial	712.811	663.820
Cambios en el valor razonable en propiedad de inversión	(1.874.572)	1.298.368
Total	(4.736.222)	16.429.547

26.- RESULTADO FINANCIERO.

Los ítems adjuntos de ingresos financieros, costos financieros, resultados por unidades de reajustes y diferencias de cambio del estado de resultados por función por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010 se detallan a continuación.

Resultado financiero	01-01-2011 31-12-2011 M\$	01-01-2010 31-12-2010 M\$
Ingresos financieros		
Intereses comerciales.	10.181.520	7.286.406
Ingresos por otros activos financieros.	1.775.132	503.725
Otros ingresos financieros.	1.386.018	1.208.462
Total Ingresos financieros	13.342.670	8.998.593
Costos financieros		
Gastos por préstamos bancarios.	(37.298.674)	(28.753.246)
Gastos por obligaciones con el público (bonos).	(44.615.770)	(39.851.655)
Gastos por obligaciones con el público (pagarés).	(1.838.847)	(1.039.672)
Gastos financieros activados.	0	0
Gastos por arrendamientos financieros.	(352.011)	(219.971)
Gastos por valoración derivados financieros.	0	0
Otros gastos.	(5.660.194)	(2.023.314)
Total costos financieros	(89.765.496)	(71.887.858)
Unidad de reajuste		
Total resultados por unidades de reajuste	(50.612.116)	(29.114.756)
Diferencias de cambio		
Positivas.	11.757.315	11.167.881
Negativas.	(19.382.122)	(11.397.566)
Total diferencias de cambio	(7.624.807)	(229.685)
Total resultado financiero	(134.659.749)	(92.233.706)

27.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.

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

Durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011 se originó un abono a resultados por impuesto a las ganancias ascendente a M\$ 6.250.988 y un cargo por M\$ 17.818.365 en el ejercicio 2010.

Durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010, se procedió a calcular y contabilizar los efectos de la Ley N° 20.455 “Ley de Reconstrucción” con un aumento transitorio de la tasa de impuesto a la renta para los años comerciales 2011 y 2012 (a un 20% y 18,5%, respectivamente), volviendo nuevamente al 17% el año 2013.

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes corriente y diferida	01-01-2011 31-12-2011	01-01-2010 31-12-2010
	M\$	M\$
(Gasto) por impuestos corrientes.	(15.232.522)	(12.033.162)
Beneficio fiscal que surge de activos por impuestos no reconocidos previamente usados para reducir el gasto por impuesto corriente.	288.844	417.600
Ajustes al impuesto corriente del período anterior.	135.627	(298.385)
Otros gastos por impuesto corriente.	(1.119.381)	262.293
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(15.927.432)	(11.651.654)
(Gasto) diferido ingreso por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias.	21.960.940	(8.111.688)
(Gasto) diferido ingreso por impuestos relativo a cambios de la tasa impositiva o	0	1.957.242
Gasto por impuestos diferidos que surgen de las reducciones de valor o	0	(60.048)
Otro gasto por impuesto diferido.	217.480	47.783
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos a las ganancias, neto	22.178.420	(6.166.711)
(Gasto) Ingreso por impuesto a las ganancias	6.250.988	(17.818.365)

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

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes extranjera y nacional	01-01-2011 31-12-2011	01-01-2010 31-12-2010
	M\$	M\$
Gasto por impuestos corrientes, neto, extranjero.	(1.156.478)	(1.499.850)
Gasto por impuestos corrientes, neto, nacional.	(14.770.954)	(10.151.804)
Total gasto por impuestos corrientes, neto	(15.927.432)	(11.651.654)
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, extranjero.	1.606.376	2.527.041
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, nacional.	20.572.044	(8.693.752)
Total gasto por impuestos diferidos, neto	22.178.420	(6.166.711)
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	6.250.988	(17.818.365)

27.3.- 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 el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011 y 2010.

Conciliación del gasto por impuestos utilizando la tasa legal con el gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	01-01-2011 31-12-2011	01-01-2010 31-12-2010
	M\$	M\$
Gasto por impuestos utilizando la tasa legal	(5.402.014)	(21.174.683)
Efecto impositivo de tasas en otras jurisdicciones.	1.437.487	0
Efecto impositivo de ingresos no imponibles.	(39.277)	3.531.436
Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente.	(2.977.431)	(2.153.162)
Efecto impositivo de la utilización de pérdidas fiscales no reconocidas	789.993	0
Efecto impositivo de beneficio fiscal fusión por absorción (*)	13.537.838	0
Efecto impositivo de beneficio fiscal no reconocido anteriormente en el estado de resultados.	32.210	0
Efecto impositivo de cambio en las tasas impositivas.	1.937	1.957.242
Efecto impositivo de impuesto provisto en exceso en períodos anteriores.	(96.121)	0
Efecto impositivo de otras tasas impositivas	(1.569.342)	(400.984)
Otro incremento (decremento) en cargo por impuestos legales.	535.708	421.786
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	11.653.002	3.356.318
Gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	6.250.988	(17.818.365)

(*) Producto de la fusión de Empresas Emel S.A. en Transnet se generó una utilidad financiera en el ejercicio ascendente a M\$ 13.537.838, por la creación de un activo por impuestos diferidos, que surge de la asignación a los correspondientes activos de la plusvalía derivada de la diferencia entre el capital propio tributario de Empresas Emel S.A. versus la inversión tributaria que mantenía Transnet S.A. en dicha sociedad.

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

Importes antes de impuestos	01-01-2011 31-12-2011			01-01-2010 31-12-2010		
	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\$
Revalorizaciones de propiedades, plantas y equipos.	(15.107)	2.568	(12.539)	123.850.363	(22.191.259)	101.659.104
Activos financieros disponibles para la venta.	1.024.872	(174.228)	850.644	1.450.592	(246.601)	1.203.991
Cobertura de flujo de caja.	3.723.682	(661.572)	3.062.110	158.537	(28.173)	130.364
Ajustes por conversión.	8.220.616	0	8.220.616	(13.837.097)	0	(13.837.097)
Ajustes de asociadas.	(4.051.971)	0	(4.051.971)	897.278	0	897.278
Total		(833.232)			(22.466.033)	

28.- 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.

Ganancias (pérdidas) básicas por acción	01-01-2011 31-12-2011	01-01-2010 31-12-2010
	M\$	M\$
Ganancia (pérdida) atribuible a los tenedores de instrumentos de participación en el patrimonio neto de la controladora	(14.164.638)	60.088.430
Resultado disponible para accionistas comunes, básico	(14.164.638)	60.088.430
Ganancia (pérdida) por acción básica y diluidas en operaciones continuadas.	(33,99)	150,79
Cantidad de acciones	416.710.367	398.493.319

No existen transacciones o conceptos que generen efecto dilutivo.

29.- INFORMACION POR SEGMENTO.

29.1.- 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, venta de gas, servicios e inversiones).

Los segmentos operativos reportables derivan sus ingresos principalmente de la distribución, transmisión y generación eléctrica, venta de gas natural y gas licuado. En relación con las características del negocio de dichos segmentos ver nota 3.1.- y 3.2.-

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 por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es la siguiente:

29.2.- Cuadros patrimoniales.

29.2.1.- Activos por segmentos.

ACTIVOS	Eléctrico		Gas		Servicios		Inversiones		Ajustes de consolidación		Totales	
	31-12-2011	31-12-2010	31-12-2011	31-12-2010	31-12-2011	31-12-2010	31-12-2011	31-12-2010	31-12-2011	31-12-2010	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
ACTIVOS CORRIENTES												
Efectivo y equivalentes al efectivo.	12.278.810	13.954.640	34.943.615	75.632.933	858.846	859.245	3.204.419	5.797.702	0	0	51.285.690	96.244.520
Otros activos financieros.	0	0	762.297	31.391	0	0	0	0	0	0	762.297	31.391
Otros activos no financieros.	1.744.638	1.774.219	4.227.350	2.663.963	118.563	60.813	24.447	7.156	0	0	6.114.998	4.506.151
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	322.578.740	367.004.808	77.147.027	70.164.212	30.360.448	36.543.942	119.348	55.666	0	0	430.205.563	473.768.628
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	54.794.510	42.240.912	21.099.885	6.983.867	19.009.293	16.038.155	125.495.889	164.572.457	(199.574.773)	(222.147.319)	20.824.804	7.688.072
Inventarios.	3.437.183	3.767.896	29.903.632	25.413.355	39.846.593	41.215.156	0	0	(14)	0	73.187.394	70.396.407
Activos por impuestos.	8.503.558	17.755.544	3.344.158	2.738.992	2.880.735	2.077.456	7.664.059	4.092.817	(1.115.294)	(933.316)	21.277.216	25.731.493
Total activos corrientes	403.337.439	446.498.019	171.427.964	183.628.713	93.074.478	96.794.767	136.508.162	174.525.798	(200.690.081)	(223.080.635)	603.657.962	678.366.662
ACTIVOS NO CORRIENTES												
Otros activos financieros.	0	0	7.371.553	7.351.542	17.471	17.471	60.000	0	0	1	7.449.024	7.369.014
Otros activos no financieros.	524.470	759.866	382.165	212.855	2.743.384	2.906.286	0	0	0	0	3.650.019	3.879.007
Derechos por cobrar.	22.516.034	23.206.252	4.862.425	5.616.925	9.182.934	8.185.557	0	0	0	0	36.561.393	37.008.734
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	16.001.200	0	5.373.046	5.199.014	0	0	0	0	(16.001.200)	0	5.373.046	5.199.014
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	20.714.026	19.200.290	15.704.289	20.544.329	44.044	44.310	1.473.813.394	1.496.053.472	(1.472.913.720)	(1.492.496.100)	37.362.033	43.346.301
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	248.790.788	237.655.766	3.315.658	3.819.009	19.985.774	21.894.750	0	0	24.070.604	27.610.399	296.162.824	290.979.924
Plusvalía.	239.869.488	243.332.445	17.010.426	12.149.187	808.051	808.051	50.949.887	50.949.887	(24.070.604)	(27.533.561)	284.567.248	279.706.009
Propiedades, planta y equipo.	1.387.220.588	1.368.987.990	995.510.339	948.062.689	65.874.771	72.390.147	36.727	75.999	0	(76.838)	2.448.642.425	2.389.439.987
Propiedad de inversión.	5.146.487	5.748.429	0	0	5.760.604	4.304.306	661.884	661.884	0	0	11.568.975	10.714.619
Activos por impuestos diferidos.	12.896.780	11.194.118	2.754.276	1.521.551	10.285.883	3.165.989	0	0	0	0	25.936.939	15.881.658
Total activos no corrientes	1.953.679.861	1.910.085.156	1.052.284.177	1.004.477.101	114.702.916	113.716.867	1.525.521.892	1.547.741.242	(1.488.914.920)	(1.492.496.099)	3.157.273.926	3.083.524.267
TOTAL ACTIVOS	2.357.017.300	2.356.583.175	1.223.712.141	1.188.105.814	207.777.394	210.511.634	1.662.030.054	1.722.267.040	(1.689.605.001)	(1.715.576.734)	3.760.931.888	3.761.890.929

29.2.2.- Pasivos y Patrimonio por segmentos.

PASIVOS	Eléctrico		Gas		Servicios		Inversiones		Ajustes de consolidación		Totales	
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
PASIVOS CORRIENTES												
Pasivos financieros.	141.587.497	82.064.907	65.302.128	88.267.901	17.967.737	1.239.386	103.077.760	182.785.287	0	0	327.935.122	354.357.481
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	135.283.528	139.122.412	56.015.298	49.212.357	17.040.277	17.036.976	2.564.252	3.611.326	121.242	(5.511.359)	211.024.597	203.471.712
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	76.027.911	123.536.851	7.460.793	10.759.181	75.967.080	56.301.705	48.354.124	39.299.262	(199.763.247)	(216.635.959)	8.046.661	13.261.040
Otras provisiones a corto plazo.	5.264.947	6.872.567	43.508	41.721	438.267	364.063	1.312.914	1.181.905	0	0	7.059.636	8.460.256
Pasivos por impuestos.	601.257	781.885	204.665	140.029	309.372	11.402	0	0	(1.115.294)	(933.316)	0	0
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados.	0	199.482	701.679	764.201	0	0	400.898	0	0	0	1.102.577	963.683
Otros pasivos no financieros.	5.389.670	3.690.734	2.540.733	1.857.851	1.631.552	388.196	0	0	0	0	9.561.955	5.936.781
Total pasivos corrientes	364.154.810	356.268.838	132.268.804	151.043.241	113.354.285	75.341.728	155.709.948	226.877.780	(200.757.299)	(223.080.634)	564.730.548	586.450.953
PASIVOS NO CORRIENTES												
Pasivos financieros.	614.796.911	608.371.101	350.247.561	337.173.000	29.212.989	46.238.027	427.122.902	416.716.729	0	0	1.421.380.363	1.408.498.857
Pasivos no corrientes	885.459	1.148.657	1.617.502	2.862.978	540.370	1.346.559	0	0	0	0	3.043.331	5.358.194
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	15.933.968	0	0	0	0	0	0	0	(15.933.968)	0	0	0
Otras provisiones a largo plazo.	1.435.011	892.574	40.424.397	28.884.273	0	0	0	0	0	0	41.859.408	29.776.847
Pasivo por impuestos diferidos.	102.757.312	121.584.358	105.690.092	96.265.317	974.026	1.436.033	202.149	429.121	0	0	209.623.579	219.714.829
Provisiones por beneficios a los empleados.	23.124.767	23.155.031	6.935.014	6.281.152	781.721	752.203	1.038.636	1.145.425	0	0	31.880.138	31.333.811
Otros pasivos no financieros.	4.891.702	6.478.138	16.301.915	11.165.135	30.640	239.800	41.894	116.211	0	0	21.266.151	17.999.284
Total pasivos no corrientes	763.825.130	761.629.859	521.216.481	482.631.855	31.539.746	50.012.622	428.405.581	418.407.486	(15.933.968)	0	1.729.052.970	1.712.681.822
TOTAL PASIVOS	1.127.979.940	1.117.898.697	653.485.285	633.675.096	144.894.031	125.354.350	584.115.529	645.285.266	(216.691.267)	(223.080.634)	2.293.783.518	2.299.132.775
PATRIMONIO NETO												
Capital emitido.	766.961.323	680.157.960	136.133.418	136.133.418	98.748.508	86.248.508	671.278.954	619.872.267	(1.001.843.249)	(902.539.886)	671.278.954	619.872.267
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	61.240.483	66.901.395	98.085.636	85.916.655	(44.316.721)	(10.152.684)	40.294.020	74.562.317	(115.009.398)	(142.665.366)	40.294.020	74.562.317
Primas de emisión.	5.105.097	6.233.069	2.055.435	2.055.435	954	954	0	0	(7.161.486)	(8.289.458)	0	0
Acciones propias en cartera.	(56.325)	0	0	0	0	0	0	0	56.325	0	0	0
Otras reservas.	371.581.798	460.907.589	142.233.496	134.400.301	7.811.911	8.260.874	366.341.551	382.547.190	(521.627.205)	(603.568.764)	366.341.551	382.547.190
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.	1.204.832.376	1.214.200.013	378.507.985	358.505.809	62.244.652	84.357.652	1.077.914.525	1.076.981.774	(1.645.585.013)	(1.657.063.474)	1.077.914.525	1.076.981.774
Participaciones no controladoras.	24.204.984	24.484.465	191.718.871	195.924.909	638.711	799.632	0	0	172.671.279	164.567.374	389.233.845	385.776.380
Total patrimonio	1.229.037.360	1.238.684.478	570.226.856	554.430.718	62.883.363	85.157.284	1.077.914.525	1.076.981.774	(1.472.913.734)	(1.492.496.100)	1.467.148.370	1.462.758.154
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	2.357.017.300	2.356.583.175	1.223.712.141	1.188.105.814	207.777.394	210.511.634	1.662.030.054	1.722.267.040	(1.689.605.001)	(1.715.576.734)	3.760.931.888	3.761.890.929

29.3.- Cuadros de resultados.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Eléctrico		Gas		Servicios		Inversiones		Ajustes de consolidación		Total	
	01-01-2011 31-12-2011	01-01-2010 31-12-2010	01-01-2011 31-12-2011	01-01-2010 31-12-2010	01-01-2011 31-12-2011	01-01-2010 31-12-2010	01-01-2011 31-12-2011	01-01-2010 31-12-2010	01-01-2011 31-12-2011	01-01-2010 31-12-2010	01-01-2011 31-12-2011	01-01-2010 31-12-2010
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	1.317.539.077	1.246.485.525	930.945.395	671.979.454	159.930.521	154.876.662	3.926.810	3.098.212	(78.609.224)	(64.714.241)	2.333.732.579	2.011.725.612
Costo de ventas	(1.099.433.017)	(1.022.367.973)	(752.077.827)	(526.719.788)	(136.927.922)	(131.736.426)	0	0	44.036.717	35.144.500	(1.944.402.049)	(1.645.679.687)
Ganancia bruta	218.106.060	224.117.552	178.867.568	145.259.666	23.002.599	23.140.236	3.926.810	3.098.212	(34.572.507)	(29.569.741)	389.330.530	366.045.925
Otros ingresos, por función.	7.392.771	5.080.937	1.021.186	1.118.587	6.270.953	4.412.079	212.906	585.830	0	(603.278)	14.897.816	10.594.155
Costos de distribución.	0	0	(17.394.821)	(12.064.541)	0	0	0	0	0	0	(17.394.821)	(12.064.541)
Gasto de administración.	(135.467.342)	(108.440.274)	(47.947.686)	(40.676.066)	(52.851.626)	(22.638.741)	(11.240.122)	(10.175.428)	34.572.507	29.205.355	(212.934.269)	(152.725.154)
Otros gastos, por función.	(7.157.675)	(7.985.632)	(6.707.178)	(4.965.088)	(4.204.217)	(3.030.020)	0	0	0	967.664	(18.069.070)	(15.013.076)
Otras ganancias (pérdidas).	(3.015.376)	(4.672.511)	467.779	23.585.404	(2.324.175)	(672.988)	135.550	(1.792.786)	0	(17.572)	(4.736.222)	16.429.547
Ingresos financieros.	11.988.756	6.899.562	3.770.444	2.582.063	173.496	152.413	10.490.007	5.153.613	(13.080.033)	(5.789.058)	13.342.670	8.998.593
Costos financieros.	(40.218.562)	(27.341.380)	(26.326.461)	(24.311.973)	(8.689.599)	(4.413.164)	(27.610.907)	(21.627.949)	13.080.033	5.806.608	(89.765.496)	(71.887.858)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	5.882.332	5.978.545	4.692.499	(2.497.554)	(266)	0	24.862.549	88.067.569	(24.861.261)	(88.024.750)	10.575.853	3.523.810
Diferencias de cambio.	(1.186.525)	(710.838)	(2.553.341)	243.623	(306.423)	231.512	(3.578.518)	6.018	0	0	(7.624.807)	(229.685)
Resultados por unidades de reajuste.	(22.049.957)	(14.023.555)	(12.551.946)	(8.540.135)	(162.468)	(175.533)	(15.847.745)	(6.375.533)	0	0	(50.612.116)	(29.114.756)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	34.274.482	78.902.406	75.338.043	79.733.986	(39.091.726)	(2.994.206)	(18.649.470)	56.939.546	(24.861.261)	(88.024.772)	27.010.068	124.556.960
Gasto por impuestos a las ganancias.	6.675.719	(13.928.579)	(11.950.112)	(7.459.482)	7.040.549	420.812	4.484.832	3.148.884	0	0	6.250.988	(17.818.365)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.	40.950.201	64.973.827	63.387.931	72.274.504	(32.051.177)	(2.573.394)	(14.164.638)	60.088.430	(24.861.261)	(88.024.772)	33.261.056	106.738.595
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ganancia (pérdida)	40.950.201	64.973.827	63.387.931	72.274.504	(32.051.177)	(2.573.394)	(14.164.638)	60.088.430	(24.861.261)	(88.024.772)	33.261.056	106.738.595
Depreciación	51.254.428	46.003.792	36.527.241	34.623.185	11.435.521	6.188.447	15.848	19.157	0	0	99.233.038	86.834.581
Amortización	1.034.353	1.106.071	1.401.452	927.600	4.002.266	3.965.430	0	0	0	0	6.438.071	5.999.101
EBITDA	135.162.595	159.882.446	145.767.762	124.223.343	(12.344.504)	12.037.431	(7.084.558)	(6.472.229)	0	0	261.501.295	289.670.991

30.- SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA.

30.1.- Resumen de saldos en moneda extranjera.

Tipo o clase de activo o pasivo en moneda extranjera, resumen	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Más de 5 años M\$
Saldos al 31/12/2011							
Activos corrientes	US \$	33.740.694	29.851.822	3.888.872	0	0	0
Activos corrientes	AR \$	13.238.359	8.969.491	4.268.868	0	0	0
Activos corrientes	Cop \$	12.052.853	11.900.368	152.485	0	0	0
Activos corrientes	Otra	29.486	29.486	0	0	0	0
Activos no corrientes	US \$	56.752.007	0	0	5.373.046	18.235	51.360.726
Activos no corrientes	AR \$	46.796.582	0	0	0	3.634.088	43.162.494
Activos no corrientes	Cop \$	69.464.365	0	0	2.286	1.724.726	67.737.353
Total activos		232.074.346	50.751.167	8.310.225	5.375.332	5.377.049	162.260.573
Pasivos corrientes	US \$	66.988.747	14.713.222	52.275.525	0	0	0
Pasivos corrientes	AR \$	18.849.570	10.895.416	7.954.154	0	0	0
Pasivos corrientes	Cop \$	21.661.985	17.089.080	4.572.905	0	0	0
Pasivos corrientes	Otra	34.221	34.221	0	0	0	0
Pasivos no corrientes	US \$	81.737.279	0	0	39.718.202	1.259.102	40.759.975
Pasivos no corrientes	AR \$	4.416.786	0	0	1.891.134	1.821.615	704.037
Pasivos no corrientes	Cop \$	23.018.998	0	0	12.713.025	2.545.463	7.760.510
Total pasivos		216.707.586	42.731.939	64.802.584	54.322.361	5.626.180	49.224.522

Tipo o clase de activo o pasivo en moneda extranjera, resumen	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Más de 5 años M\$
---	--------------------------	--	----------------------	---------------------------	------------------------------	-------------------------------	----------------------

Saldos al 31/12/2010

Activos corrientes	US \$	28.736.134	22.197.526	6.538.608	0	0	0
Activos corrientes	AR \$	9.714.269	7.993.038	1.721.231	0	0	0
Activos corrientes	Cop \$	8.017.171	7.611.530	405.641	0	0	0
Activos no corrientes	US \$	60.027.793	0	0	7.804.838	0	52.222.955
Activos no corrientes	AR \$	36.970.750	0	0	243.584	3.243.415	33.483.751
Activos no corrientes	Cop \$	20.323.554	0	0	1.038.206	0	19.285.348
Total activos		163.789.671	37.802.094	8.665.480	9.086.628	3.243.415	104.992.054
Pasivos corrientes	US \$	38.710.720	4.737.123	33.973.597	0	0	0
Pasivos corrientes	AR \$	15.556.227	9.494.437	6.061.790	0	0	0
Pasivos corrientes	Cop \$	4.249.903	938.117	3.311.786	0	0	0
Pasivos no corrientes	US \$	121.762.626	0	0	110.047.159	11.425.426	290.041
Pasivos no corrientes	AR \$	3.067.102	0	0	1.843.228	0	1.223.874
Pasivos no corrientes	Cop \$	105.915	0	0	105.915	0	0
Total pasivos		183.452.493	15.169.677	43.347.173	111.996.302	11.425.426	1.513.915

30.2.- Saldos en moneda extranjera, activos corrientes.

Saldos al 31 de diciembre de 2011.

Saldos en moneda extranjera al 31/12/2011							
Tipo o clase de activo en moneda extranjera, activos corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Más de 5 años M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo.	US \$	3.966.135	3.966.135	0	0	0	0
Efectivo y equivalentes al efectivo.	AR \$	627.297	627.297	0	0	0	0
Efectivo y equivalentes al efectivo.	Cop \$	1.083.392	1.083.392	0	0	0	0
Otros activos financieros.	US \$	762.297	747.902	14.395	0	0	0
Otros activos no financieros.	US \$	93.044	93.044	0	0	0	0
Otros activos no financieros.	AR \$	191.021	191.021	0	0	0	0
Otros activos no financieros.	Cop \$	69.917	69.917	0	0	0	0
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	US \$	1.266.882	1.266.882	0	0	0	0
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	AR \$	9.429.254	7.087.208	2.342.046	0	0	0
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	Cop \$	5.961.840	5.961.840	0	0	0	0
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	US \$	11.563.749	8.505.212	3.058.537	0	0	0
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	AR \$	1.945.764	18.942	1.926.822	0	0	0
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	Cop \$	3.319.576	3.319.576	0	0	0	0
Inventarios.	US \$	16.088.587	15.272.647	815.940	0	0	0
Inventarios.	AR \$	1.045.023	1.045.023	0	0	0	0
Inventarios.	Cop \$	1.465.643	1.465.643	0	0	0	0
Inventarios.	Otra	29.486	29.486	0	0	0	0
Activos por impuestos.	Cop \$	152.485	0	152.485	0	0	0
Total activos corrientes		59.061.392	50.751.167	8.310.225	0	0	0

Saldos al 31 de diciembre de 2010.

Saldos en moneda extranjera al 31/12/2010							
Tipo o clase de activo en moneda extranjera, activos corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Más de 5 años M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo.	US \$	3.775.226	3.411.792	363.434	0	0	0
Efectivo y equivalentes al efectivo.	AR \$	698.963	698.963	0	0	0	0
Efectivo y equivalentes al efectivo.	Cop \$	4.704.722	4.704.722	0	0	0	0
Otros activos financieros.	US \$	31.391	31.391	0	0	0	0
Otros activos no financieros.	US \$	411.969	411.969	0	0	0	0
Otros activos no financieros.	AR \$	206.297	206.297	0	0	0	0
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	US \$	2.114.179	2.114.179	0	0	0	0
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	AR \$	7.638.652	6.203.186	1.435.466	0	0	0
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	Cop \$	2.906.808	2.906.808	0	0	0	0
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	US \$	3.290.811	0	3.290.811	0	0	0
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	AR \$	285.765	0	285.765	0	0	0
Inventarios.	US \$	19.112.558	16.228.195	2.884.363	0	0	0
Inventarios.	AR \$	884.592	884.592	0	0	0	0
Inventarios.	Cop \$	405.641	0	405.641	0	0	0
Total activos corrientes		46.467.574	37.802.094	8.665.480	0	0	0

30.3.- Saldos en moneda extranjera, activos no corrientes.

Saldos al 31 de diciembre de 2011.

Saldos en moneda extranjera al 31/12/2011							
Tipo o clase de activo en moneda extranjera, activos no corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Más de 5 años M\$
Otros activos financieros.	US \$	7.285.931	0	0	0	0	7.285.931
Otros activos financieros.	Cop \$	7.542	0	0	0	0	7.542
Otros activos no financieros.	Cop \$	2.286	0	0	2.286	0	0
Derechos por cobrar.	US \$	1.337.660	0	0	0	0	1.337.660
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	US \$	5.373.046	0	0	5.373.046	0	0
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	US \$	7.710.692	0	0	0	0	7.710.692
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	AR \$	7.856.247	0	0	0	0	7.856.247
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	Cop \$	137.350	0	0	0	0	137.350
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	US \$	18.235	0	0	0	18.235	0
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	AR \$	35.306.247	0	0	0	0	35.306.247
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	Cop \$	24.831	0	0	0	24.831	0
Plusvalía.	Cop \$	8.750.457	0	0	0	0	8.750.457
Propiedades, planta y equipo.	US \$	35.026.443	0	0	0	0	35.026.443
Propiedades, planta y equipo.	Cop \$	58.842.004	0	0	0	0	58.842.004
Activos por impuestos diferidos.	AR \$	3.634.088	0	0	0	3.634.088	0
Activos por impuestos diferidos.	Cop \$	1.699.895	0	0	0	1.699.895	0
Total activos no corrientes		173.012.954	0	0	5.375.332	5.377.049	162.260.573
TOTAL ACTIVOS		232.074.346	50.751.167	8.310.225	5.375.332	5.377.049	162.260.573

Saldos al 31 de diciembre de 2010.

Saldos en moneda extranjera al 31/12/2010							
Tipo o clase de activo en moneda extranjera, activos no corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Más de 5 años M\$
Otros activos financieros.	US \$	7.273.462	0	0	0	0	7.273.462
Derechos por cobrar.	US \$	2.585.981	0	0	2.585.981	0	0
Derechos por cobrar.	AR \$	628.833	0	0	224.576	404.257	0
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	US \$	5.199.014	0	0	5.199.014	0	0
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	US \$	12.415.257	0	0	0	0	12.415.257
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	AR \$	3.861.186	0	0	0	0	3.861.186
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	US \$	19.843	0	0	19.843	0	0
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	AR \$	29.622.565	0	0	0	0	29.622.565
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	Cop \$	12.875	0	0	12.875	0	0
Plusvalía.	Cop \$	3.889.218	0	0	0	0	3.889.218
Propiedades, planta y equipo.	US \$	32.534.236	0	0	0	0	32.534.236
Propiedades, planta y equipo.	AR \$	19.008	0	0	19.008	0	0
Propiedades, planta y equipo.	Cop \$	15.396.130	0	0	0	0	15.396.130
Activos por impuestos diferidos.	AR \$	2.839.158	0	0	0	2.839.158	0
Activos por impuestos diferidos.	Cop \$	1.025.331	0	0	1.025.331	0	0
Total activos no corrientes		117.322.097	0	0	9.086.628	3.243.415	104.992.054
TOTAL ACTIVOS		163.789.671	37.802.094	8.665.480	9.086.628	3.243.415	104.992.054

30.4.- Saldos en moneda extranjera, pasivos corrientes.

Saldos al 31 de diciembre de 2011.

Saldos en moneda extranjera al 31/12/2011							
Tipo o clase de pasivo en moneda extranjera, pasivos corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Más de 5 años M\$
Pasivos financieros.	US \$	58.111.873	5.836.348	52.275.525	0	0	0
Pasivos financieros.	AR \$	7.109.843	2.697.173	4.412.670	0	0	0
Pasivos financieros.	Cop \$	15.392.635	10.819.730	4.572.905	0	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	US \$	2.006.303	2.006.303	0	0	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	AR \$	10.912.179	8.194.460	2.717.719	0	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	Cop \$	6.147.004	6.147.004	0	0	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	Otra	34.221	34.221	0	0	0	0
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	US \$	6.870.571	6.870.571	0	0	0	0
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	Cop \$	122.346	122.346	0	0	0	0
Otras provisiones a corto plazo.	AR \$	823.765	0	823.765	0	0	0
Otros pasivos no financieros.	AR \$	3.783	3.783	0	0	0	0
Total pasivos corrientes		107.534.523	42.731.939	64.802.584	0	0	0

Saldos al 31 de diciembre de 2010.

Saldos en moneda extranjera al 31/12/2010							
Tipo o clase de pasivo en moneda extranjera, pasivos corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Más de 5 años M\$
Pasivos financieros.	US \$	28.292.259	219.160	28.073.099	0	0	0
Pasivos financieros.	AR \$	4.496.606	2.996.753	1.499.853	0	0	0
Pasivos financieros.	Cop \$	1.514.164	934.352	579.812	0	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	US \$	5.127.524	4.517.963	609.561	0	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	AR \$	10.287.031	6.497.684	3.789.347	0	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	Cop \$	2.143.207	3.765	2.139.442	0	0	0
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	US \$	5.290.937	0	5.290.937	0	0	0
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	Cop \$	592.532	0	592.532	0	0	0
Otras provisiones a corto plazo.	AR \$	768.829	0	768.829	0	0	0
Otros pasivos no financieros.	AR \$	3.761	0	3.761	0	0	0
Total pasivos corrientes		58.516.850	15.169.677	43.347.173	0	0	0

30.5.- Saldos en moneda extranjera, pasivos no corrientes.

Saldos al 31 de diciembre de 2011.

Saldos en moneda extranjera al 31/12/2011							
Tipo o clase de pasivo en moneda extranjera, pasivos no corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Más de 5 años M\$
Pasivos financieros.	US \$	40.977.304	0	0	39.718.202	1.259.102	0
Pasivos financieros.	AR \$	1.616.340	0	0	1.616.340	0	0
Pasivos financieros.	Cop \$	16.116.999	0	0	12.713.025	2.545.463	858.511
Otras provisiones	US \$	40.424.397	0	0	0	0	40.424.397
Otras provisiones	AR \$	274.794	0	0	274.794	0	0
Pasivo por impuestos diferidos.	AR \$	1.821.615	0	0	0	1.821.615	0
Provisiones por beneficios a los empleados.	US \$	335.578	0	0	0	0	335.578
Provisiones por beneficios a los empleados.	AR \$	704.037	0	0	0	0	704.037
Otros pasivos no financieros.	Cop \$	6.901.999	0	0	0	0	6.901.999
Total pasivos no corrientes		109.173.063	0	0	54.322.361	5.626.180	49.224.522
TOTAL PASIVOS		216.707.586	42.731.939	64.802.584	54.322.361	5.626.180	49.224.522

Saldos al 31 de diciembre de 2010.

Saldos en moneda extranjera al 31/12/2010							
Tipo o clase de pasivo en moneda extranjera, pasivos no corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Más de 5 años M\$
Pasivos financieros.	US \$	92.588.312	0	0	81.162.886	11.425.426	0
Pasivos financieros.	AR \$	965.428	0	0	965.428	0	0
Otras provisiones	US \$	28.884.273	0	0	28.884.273	0	0
Otras provisiones	AR \$	306.318	0	0	306.318	0	0
Pasivo por impuestos diferidos.	AR \$	1.223.874	0	0	0	0	1.223.874
Pasivo por impuestos diferidos.	Cop \$	3.286	0	0	3.286	0	0
Provisiones por beneficios a los empleados.	US \$	290.041	0	0	0	0	290.041
Provisiones por beneficios a los empleados.	AR \$	571.482	0	0	571.482	0	0
Otros pasivos no financieros.	Cop \$	102.629	0	0	102.629	0	0
Total pasivos no corrientes		124.935.643	0	0	111.996.302	11.425.426	1.513.915
TOTAL PASIVOS		183.452.493	15.169.677	43.347.173	111.996.302	11.425.426	1.513.915

31.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS

31.1.- Juicios y otras acciones legales.

Compañía General de Electricidad S.A.

31.1.1.- Nombre del juicio: "Flores con CGE S.A."

Fecha: 22 de octubre de 2010.

Tribunal: 2° Juzgado de Letras de Rancagua.

Materia: Indemnización de perjuicios por lesiones provocados por instalaciones eléctricas a tercero

Cuantía: M\$ 157.300.

Estado: Sentencia de primera instancia acoge la demanda por M\$ 15.800. Pendiente apelación de la sentencia referida.

31.1.2.- Nombre del juicio: "Sanchez Casteletti con CGE S.A."

Fecha: 5 de septiembre de 2011.

Tribunal: 23° Juzgado Civil de Santiago.

Materia: Indemnización de perjuicios por incendio en propiedad de la demandante.

Cuantía: M\$ 209.357.

Estado: Período de discusión.

CGE Distribución S.A.:

31.1.3.- Nombre del juicio: "Compañía Papelera del Pacífico (PAIMASA) y otra con CGE Distribución S.A."

Fecha: 4 de mayo de 2007.

Tribunal: 22º Civil Santiago.

Materia: Indemnización de perjuicios por daños provocados por incendio en la Planta de la Papelera.

Cuantía: M\$ 216.000.

Estado: La Corte de Apelaciones confirmó sentencia de primera instancia que rechaza la demanda. Con fecha 7 de octubre de 2010, la demandante presenta un recurso de casación en el fondo ante la Corte Suprema que se encuentra pendiente de resolución.

31.1.4.- Nombre del juicio "Garrido con Río Maipo"

Tribunal: 3º Juzgado de letras de San Bernardo.

Materia: Indemnización de perjuicios.

Cuantía: M\$ 54.000.

Estado: Para fallo de primera instancia.

31.1.5.- Nombre del juicio: "Miranda con CGE Distribución S.A."

Fecha: 19 de septiembre de 2007.

Tribunal: 1° Civil de Concepción.

Materia: Indemnización de perjuicios por término de contrato.

Cuantía: M\$ 113.000.

Estado: Con fecha 19 de diciembre de 2011 se dicta sentencia de primera instancia que acoge la demanda solo en cuanto se ordena pagar la suma de M\$ 10.960.- sin costas.

- 31.1.6.- Nombre del juicio: "Reyes González con Correa, Olimpo Otra"
Fecha: 2 de noviembre de 2007.
Tribunal: 7º del Trabajo Santiago.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por accidente del trabajo.
Cuantía: M\$ 374.000.-
Estado: Sentencia de primera instancia acoge la demanda en cuanto se ordena pagar a Gabriel Correa, la Sociedad Olimpo Ltda. y CGE Distribución la suma de M\$ 65.000, en forma solidaria. Las demandadas presentaron recurso de apelación que se encuentra pendiente.
- 31.1.7.- Nombre del juicio "Fisco con CGE Distribución S.A."
Fecha: 19 de septiembre de 2007.
Tribunal: 22º Juzgado Civil de Santiago.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por reembolso de financiamiento por traslado de instalaciones.
Cuantía: M\$ 208.441.
Estado: Período de discusión.
- 31.1.8.-Nombre del juicio "Parra con CGE Distribución S.A."
Fecha: 4 de agosto de 2008.
Tribunal: 3º Juzgado Civil de Concepción.
Materia: Indemnización de perjuicios por corte de suministro.
Cuantía: M\$ 36.550.
Estado: Etapa de discusión.
- 31.1.9.-Nombre del juicio "Interamericana con CGE Distribución S.A."
Fecha: 11 de agosto de 2009.
Tribunal: 18º Juzgado Civil de Santiago.
Materia: Indemnización de perjuicios por corte de suministro que afectó proceso de producción de la demandante.
Cuantía: US\$ 46.234.
Estado: Período de prueba.
- 31.1.10.-Nombre del juicio "Torres con CGE Distribución S.A."
Fecha: 20 de marzo de 2008.
Tribunal: 1º Juzgado Civil de Rancagua.
Materia: Indemnización de perjuicios por responsabilidad extracontractual.
Cuantía: M\$ 30.000.
Estado: Etapa de prueba.
- 31.1.11.-Nombre del juicio "Sandoval con CGE Distribución S.A."
Fecha: 14 de julio de 2009.
Tribunal: 21º Juzgado Civil de Santiago.
Materia: Indemnización de perjuicios por fallecimiento de ciclista que tuvo contacto con instalaciones CGED
Cuantía: M\$ 800.000.
Estado: Sentencia de primera instancia condena a pagar M\$ 30.000. Pendiente la notificación del fallo requerido.

31.1.12.-Nombre del juicio “Mancilla con Fabbri y CGE Distribución S.A.”

Fecha: 29 de diciembre de 2008.
Tribunal: 3° Juzgado de Letras de Talca.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por accidente laboral, ocurrido el 28 de diciembre de 2006, donde se persigue la responsabilidad solidaria de CGE Distribución.
Cuantía: M\$ 200.000.
Estado: Corte de Apelaciones condenó solidariamente a CGE Distribución y a Bruno Fabbri al pago de M\$ 95.000. Se presentó un recurso de casación de fondo en la Corte Suprema.

31.1.13.-Nombre del juicio “Ilustre Municipalidad de Talca con CGE Distribución S.A.”

Fecha: 2 de junio de 2009.
Tribunal: 3° Juzgado de Letras de Talca.
Materia: Municipalidad de Talca pretende que se declare que los postes de distribución de energía eléctrica son de su propiedad y cobrar servidumbre a CGED por el uso que se hace de ellos con las redes de distribución.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Para fallo de primera instancia.

31.1.14.-Nombre del juicio “Ilustre Municipalidad de Chillán Viejo con CGED.”

Fecha: 22 de junio de 2010.
Tribunal: 2° Juzgado de Letras de Chillán.
Materia: Municipalidad de Talca pretende que se declare que los postes de distribución de energía eléctrica son de su propiedad y cobrar servidumbre a CGED por el uso que se hace de ellos con las redes de distribución.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Período de discusión.

31.1.15.-Nombre del juicio “Colil Almendra con CGE Distribución S.A.”

Fecha: 7 de mayo de 2010.
Tribunal: 1° Juzgado de Letras de Coronel.
Materia: Se reclama pago de indemnización por servidumbre
Cuantía: M\$ 57.200.
Estado: Etapa de discusión.

31.1.16.-Nombre del juicio “Sepúlveda con CGE Distribución S.A.”

Fecha: 25 de octubre de 2010.
Tribunal: 1° Juzgado de Policía Local de San Bernardo.
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio en inmueble de cliente de CGE Distribución.
Cuantía: M\$ 34.106.
Estado: Para fallo de primera instancia.

31.1.17.-Nombre del juicio “Muñoz Valenzuela con CGED y Servicios Integrales Van Ltda.”

Fecha: 18 de noviembre de 2010.
Tribunal: 9° Juzgado Civil de Santiago.
Materia: Indemnización de perjuicios causado en accidente sufrido por trabajador de contratista de servicios de mantención.
Cuantía: M\$ 100.000.
Estado: Etapa de discusión.

- 31.1.18.-Nombre del juicio “Asociación de Consumidores y Usuarios del Sur con CGED”
Fecha: 22 de marzo de 2011.
Tribunal: 2° Juzgado Civil de Temuco.
Materia: Acción colectiva conforme a la ley de Protección de los Derechos de los Consumidores por errores de facturación.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Etapa de admisibilidad.
- 31.1.19.-Nombre del juicio “Quiroz y otro con CGED.”
Fecha: 31 de marzo de 2011.
Tribunal: 2° Juzgado de Letras en lo Civil de Curicó.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incumplimiento contractual relativo al contrato de suministro.
Cuantía: M\$ 21.302.
Estado: Período de discusión.
- 31.1.20.-Nombre del juicio “Asociación Gremial Parque Industrial Escuadrón 1° etapa con CGED.”
Fecha: 26 de enero de 2010.
Tribunal: 1° Juzgado de Letras en lo Civil de Coronel.
Materia: Se reclama pago de indemnización por servidumbre.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Con fecha 5 de noviembre de 2011, se rechaza la demanda en todas sus partes. Pendiente recurso de apelación y casación en la forma presentado por la demandante.
- 31.1.21.-Nombre del juicio “Rosales Campos Pedro Alfonso con Bergen Ingeniería y CGED.”
Fecha: 14 de junio de 2011.
Tribunal: Juzgado de Letras de Concepción.
Materia: Indemnización por accidente del trabajo.
Cuantía: M\$ 50.000.
Estado: Para sentencia de primera instancia.
- 31.1.22.-Nombre del juicio “Montero con CGED.”
Fecha: 19 de enero de 2011.
Tribunal: 2° Juzgado Civil de Temuco.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por responsabilidad extracontractual por instalación de tendido eléctrico sin autorización de la propietaria.
Cuantía: M\$ 25.000.
Estado: Período de discusión.
- 31.1.23.-Nombre del juicio “Servicio Nacional del Consumidor con CGED.”
Fecha: 11 de mayo de 2011.
Tribunal: 9° Juzgado Civil de Santiago.
Materia: Acción colectiva conforme a la ley de Protección de los Derechos de los Consumidores por errores de facturación.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Con fecha 23 de agosto de 2011, el tribunal de primera instancia declara admisible la demanda. Con fecha 29 de agosto de 2011 se presentó recurso de apelación que se encuentra pendiente de resolución.

31.1.24.-Nombre del juicio “Vega con CGED.”

Fecha: 14 de septiembre de 2011.
Tribunal: 1° Juzgado Civil de Temuco.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por corte de suministro y cobros indebidos.
Cuantía: M\$ 50.195.
Estado: Período de discusión.

31.1.25.-Nombre del juicio “Riquelme y Otro con CGED.”

Fecha: 22 de septiembre de 2011.
Tribunal: 2° Juzgado de Letras en lo Civil de Curicó.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incumplimiento contractual relativo al contrato de suministro.
Cuantía: M\$ 33.400.
Estado: Pendiente contestación de demanda.

Transnet S.A.:

31.1.26.-Nombre del juicio “Toro Parra y otros contra Transnet”.

Fecha: 31 de mayo de 2011.
Tribunal: 2° Juzgado Civil de Rancagua.
Materia: Reclamación de tasación de servidumbre.
Cuantía: M\$ 60.931.
Estado: Etapa de prueba.

31.1.27.-Nombre del juicio “Quidel con Transnet.”

Fecha: 14 de junio de 2011.
Tribunal: 2° Juzgado Civil de Temuco.
Materia: Reclamación de perjuicios eventualmente causados por instalaciones de propiedad de la demandada.
Cuantía: M\$ 400.000.
Estado: Etapa de prueba.

31.1.28.- Nombre del juicio: “Moyano con Emel”. Continuada legal Transnet S.A.

Fecha: 30 de marzo de 2007.
Tribunal: 5º Juzgado del Trabajo.
Materia: Indemnización de perjuicios y nulidad de despido.
Cuantía: M\$ 2.354.880
Estado: Se interpuso recurso de apelación ante Corte de Apelaciones de Santiago.

31.1.29.- Nombre del juicio: “Alvarado con Emel”. Continuada legal Transnet S.A.

Fecha: 25 de enero de 2010.
Tribunal: 3º Juzgado Civil de Santiago.
Materia: Indemnización de perjuicios por instalaciones ubicadas en predio de la demandante.
Cuantía: M\$ 41.300
Estado: Excepciones dilatorias.

31.1.30.- Nombre del juicio: "Agrícola Esmeralda con Emel".

Fecha: 24 de junio de 2011.
Tribunal: 11º Juzgado Civil de Santiago.
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en predio de la demandante.
Cuantía: M\$ 5.034.580.
Estado: Etapa de conciliación.

31.1.31.-Nombre del juicio "CGE Transmisión con Eléctrica Panguipulli S.A."

Fecha: 13 de septiembre de 2007.
Tribunal: 18º Juzgado Civil de Santiago.
Materia: Cobro de peaje por uso de instalaciones de Transnet de conformidad al "Contrato de Peaje Básico"
Cuantía: M\$ 1.631.103.
Estado: Con fecha 14 de octubre de 2011, se rechazaron la demanda principal y reconventional. La demandante y demandada presentaron recursos de apelaciones contra la sentencia referida ante la Corte de Apelaciones de Santiago.

31.1.32.-Nombre del juicio "Quiebra Campanario Generación S.A."

Fecha: 26 de septiembre de 2011.
Tribunal: 6º Juzgado Civil de Santiago.
Materia: Cobro de facturas por pago de empresas que retiran en sistemas de subtransmisión.
Cuantía: M\$ 1.959.174.
Estado: Período ordinario de verificación de créditos.

Empresa Eléctrica de Arica S.A.

31.1.33.-Nombre del juicio "Central Patache y FPC Energía S.A. con Emelari, Elecda y Eliqsa"

Fecha: 3 de noviembre de 2009.
Tribunal: 18º Juzgado Civil de Santiago.
Materia: Resolución de contrato con indemnización de perjuicios.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Con fecha 30 de diciembre de 2011, se dictó sentencia de primera instancia que rechazó la demanda en todas sus partes, con costas. El 13 de enero de 2012, la demandante presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Santiago.

31.1.34.-Nombre del juicio "Yampara Ortiga y otros con Emelari y otros"

Fecha: 1 de abril de 2011.
Tribunal: 6º Juzgado Civil de Santiago.
Materia: Accidente eléctrico provocó el fallecimiento de dos personas en faenas agrícolas.
Cuantía: M\$ 808.900.
Estado: Período de discusión.

Empresa Eléctrica de Iquique S.A.:

31.1.35.-Nombre del juicio “Central Patache y FPC Energía S.A. con Emelari, Elecda y Eliqsa”

Fecha: 3 de noviembre de 2009.
Tribunal: 18° Juzgado Civil de Santiago.
Materia: Resolución de contrato con indemnización de perjuicios.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Con fecha 30 de diciembre de 2011, se dictó sentencia de primera instancia que rechazó la demanda en todas sus partes, con costas. El 13 de enero de 2012, la demandante presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Santiago.

31.1.36.-Nombre del juicio “Sociedad de Proyectos con Eliqsa”

Fecha: 1 de septiembre de 2011.
Tribunal: 1° Juzgado de Letras de Iquique.
Materia: Indemnización de perjuicios por diferencias de interpretación en un contrato de construcción de instalaciones eléctricas.
Cuantía: M\$ 90.000.
Estado: Etapa de discusión.

Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.:

31.1.37.-Nombre del juicio: “Fisco con Elecda”.

Fecha: 20 de agosto de 2008.
Tribunal: 4° Juzgado Civil de Antofagasta.
Materia: Traslado de instalaciones eléctricas cuya restitución de financiamiento alega el fisco.
Cuantía: M\$ 516.502.
Estado: Sentencia de primera instancia rechazó la demanda. Posteriormente, revocando la sentencia referida, la Corte de Apelaciones de Antofagasta, acogió la demanda y condenó a Elecda al pago de M\$ 516.502. Se encuentra pendiente recurso de casación de fondo presentado por Elecda. Se hace presente que, en relación con los hechos que son objeto de este proceso, se presentó una solicitud de declaración de inconstitucionalidad ante el Tribunal Constitucional del artículo 41° del DFL MOP N° 850 de 1997. Dicho recurso fue declarado admisible con fecha 20 de junio de 2011.

31.1.38.-Nombre del juicio: “Olivera con Elecda”.

Fecha: 9 de marzo de 2009.
Tribunal: 1° Juzgado Civil de Antofagasta.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios extracontractuales, reclamados por familia de bombero fallecido en accidente.
Cuantía: M\$ 150.000.
Estado: Se acoge excepción dilatoria y el tribunal ordena notificar la demanda en Santiago.

31.1.39.-Nombre del juicio: “Valencia EIRL con Elecda”.

Fecha: 23 de marzo de 2009.
Tribunal: 1° Juzgado Civil de Antofagasta.

Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por daños a equipos médicos como consecuencia de variación del voltaje.
Cuantía: M\$ 647.107.
Estado: Fallo de primera instancia condenó a Elecda al pago de M\$ 68.341. Con fecha 13 de septiembre de 2011, Elecda presentó recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Antofagasta que se encuentra pendiente de resolución.

31.1.40.-Nombre del juicio: "Rivera con Elecda".

Fecha: 16 de octubre de 2009.
Tribunal: 3° Juzgado Civil de Antofagasta.
Materia: Accidente eléctrico con resultado de muerte ocurrido el 18 de septiembre de 2008, y que fue provocado por el contacto de un mástil de bandera con la línea energizada.
Cuantía: M\$ 200.000.
Estado: Conciliación.

31.1.41.-Nombre del juicio "Central Patache y FPC Energía S.A. con Emelari, Elecda y Eliqsa"

Fecha: 3 de noviembre de 2009.
Tribunal: 18° Juzgado Civil de Santiago.
Materia: Resolución de contrato con indemnización de perjuicios.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Con fecha 30 de diciembre de 2011, se dictó sentencia de primera instancia que rechazó la demanda en todas sus partes, con costas. El 13 de enero de 2012, la demandante presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Santiago.

Empresa Eléctrica de Atacama S.A.:

31.1.42.-Nombre del juicio "Sociedad Agrícola Iglesia Colorada con Emelat"

Fecha: 14 de octubre de 2011.
Tribunal: 1° Juzgado Civil de Copiapó.
Materia: Demanda civil de indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 177.701.
Estado: Etapa de discusión. Con fecha 7 de diciembre del año 2011, se tuvo por evacuado el trámite de la dúplica.

Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.:

31.1.43.-Nombre del juicio: "Conafe con Municipalidad de Coquimbo".

Fecha: 18 de junio de 2009.
Tribunal: 3° Juzgado de Letras de La Serena,
Materia: Demanda ejecutiva de cobro deuda por obras. La deuda consta en escritura pública del año 2006, mediante la cual se obliga la Municipalidad a pagar la deuda mediante cuotas mensuales.
Cuantía: M\$ 518.298.
Estado: Sentencia de primera y segunda instancia acogió demanda, etapa de ejecución.

31.1.44.-Nombre del juicio: "Fisco con Conafe".

Fecha: 18 de diciembre de 2009.
Tribunal: 3º Juzgado de Letras de La Serena,
Materia: Cobro de pesos, basada en que el año 2005, la Dirección de Vialidad IV Región habría asumido el costo del traslado de instalaciones de Conafe que no le correspondería asumir.
Cuantía: M\$ 90.237.
Estado: Período de prueba. Se hace presente que, en relación con los hechos que son objeto de este proceso, se ha presentado una solicitud de declaración de inconstitucionalidad ante el Tribunal Constitucional del artículo 41 del DFL MOP N° 850 de 1997. Dicho recurso fue declarado admisible con fecha 22 de marzo de 2011.

31.1.45.-Nombre del juicio: "Ramírez Duque, María Ligia con Conafe".

Fecha: 22 de enero de 2010.
Tribunal: 2º Juzgado de Policía Local de Viña del Mar.
Materia: Demanda por indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 27.000.
Estado: Sentencia de primera instancia rechazó la demanda. Pendiente recurso de apelación presentado ante la Corte de Apelaciones de Valparaíso.

31.1.46.-Nombre del juicio: "Valdés Tapia, Rodolfo con Conafe".

Fecha: 16 de marzo de 2010.
Tribunal: 1º Juzgado de Letras de Coquimbo.
Materia: Demanda por indemnización de perjuicios, basada en que hijo del demandante, habría tomado contacto con línea eléctrica de Conafe.
Cuantía: M\$ 50.000.
Estado: Sentencia de primera instancia rechazó la demanda. Pendiente recurso de apelación presentado ante la Corte de Apelaciones de Valparaíso.

31.1.47.-Nombre del juicio "Servicio Nacional del Consumidor con Conafe."

Fecha: 11 de abril de 2011.
Tribunal: 3º Juzgado de Letras Civil de Viña del Mar.
Materia: Demanda colectiva en defensa de interés de grupo de consumidores, basada en que durante 2010 se habría causado perjuicios patrimoniales con ocasión de inconvenientes en proceso de facturación de Conafe.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Con fecha 1 de diciembre de 2011, se declaró la inadmisibilidad de la acción, por encontrarse prescrita. Sernac presentó recursos de apelación y casación en contra de dicha resolución.

31.1.48.-Nombre del juicio: "Ramos con Asegim y Conafe".

Fecha: 9 de junio de 2011.
Tribunal: 1º Juzgado Civil de La Serena.
Materia: Indemnización de perjuicios provocados por accidente del trabajo con resultado de lesiones graves que fueron demandados por hijos del afectado.
Cuantía: M\$ 190.000.

Estado: Etapa de discusión, se acumuló a la causa que se indica el siguiente juicio.

31.1.49.-Nombre del juicio: "Ramos con Asegim y Conafe".

Fecha: 9 de junio de 2011.
Tribunal: 2° Juzgado Civil de La Serena.
Materia: Indemnización de perjuicios provocados por accidente del trabajo con resultado de lesiones graves que fueron demandados por cónyuge del afectado.
Cuantía: M\$ 80.000.
Estado: Etapa de discusión.

31.1.50.-Nombre del juicio: "Aubert con Conafe".

Fecha: 10 de agosto de 2011.
Tribunal: Juzgado Civil de Letras de La Ligua.
Materia: Solicitud de constitución de servidumbre sobre instalaciones eléctricas de propiedad del demandante.
Cuantía: M\$ 478.000.
Estado: Etapa de discusión.

31.1.51.-Nombre del juicio: "Elgueta con Conafe".

Fecha: 14 de octubre de 2011.
Tribunal: 3° Juzgado Civil de Viña del Mar.
Materia: Indemnización de perjuicios provocados por incendio que el demandante atribuye a falla en instalaciones de Conafe.
Cuantía: M\$ 339.600.
Estado: Etapa de discusión.

31.1.52.-Nombre del juicio: "Marcet con Conafe".

Fecha: 27 de septiembre de 2011.
Tribunal: 2° Juzgado Civil de Viña del Mar.
Materia: Indemnización de perjuicios provocados por incendio que el demandante atribuye a falla en instalaciones de Conafe.
Cuantía: M\$ 57.400.
Estado: Etapa de discusión.

31.1.53.-Nombre del juicio: "Ahumada con Conafe".

Fecha: 8 de septiembre de 2011.
Tribunal: 1° Juzgado Civil de Viña del Mar.
Materia: Indemnización de perjuicios provocados por incendio que el demandante atribuye a falla en instalaciones de Conafe.
Cuantía: M\$ 190.000.
Estado: Etapa de discusión.

Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.:

31.1.54.-Nombre del juicio: "Pavez Marco con Emelectric"

Fecha: 23 de marzo de 2004.
Tribunal: 1° Juzgado de Melipilla.
Materia: Indemnización de perjuicios por corte de suministro de energía eléctrica.
Cuantía: M\$ 29.500.
Estado: Para fallo de primera instancia.

31.1.55.-Nombre del juicio: "Quera Palacios con Emelectric"

Fecha: 10 de diciembre de 2009.
Tribunal: 4° Juzgado Civil de Talca.
Materia: Indemnización de perjuicios por accidente eléctrico con resultado de muerte.
Cuantía: M\$ 2.300.000.
Estado: Etapa de prueba.

31.1.56.-Nombre del juicio: "Hernández y Otra con Emelectric"

Fecha: 14 de enero de 2010.
Tribunal: Tribunal de Letras de Constitución.
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio en predio de la demandante.
Cuantía: M\$ 60.000.
Estado: Conciliación.

31.1.57.-Nombre del juicio: "Osses y Otra con Emelectric"

Fecha: 14 de enero de 2010.
Tribunal: Tribunal de Letras de Constitución.
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio en predio de la demandante.
Cuantía: M\$ 60.000.
Estado: Conciliación.

31.1.58.-Nombre del juicio: "Tapia Maldonado con Emelectric"

Fecha: 19 de agosto de 2010.
Tribunal: 1° Juzgado de Letras de Melipilla.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en el predio de la demandante.
Cuantía: M\$ 650.000.
Estado: Etapa de discusión.

31.1.59.-Nombre del juicio: "Inmobiliaria del Carmen con Emelectric"

Fecha: 20 de agosto de 2010.
Tribunal: 14° Juzgado Civil de Santiago.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en el predio de la demandante.
Cuantía: M\$ 60.000.
Estado: Etapa de prueba.

31.1.60.-Nombre del juicio: "Gálvez y otro con Emelectric"

Fecha: 21 de septiembre de 2010.
Tribunal: Juzgado de Letras de Santa Cruz.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en el predio de la demandante.
Cuantía: M\$ 51.863.
Estado: Sentencia de primera instancia condena al pago de M\$ 26.006. Se presentó recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Talca.

31.1.61.-Nombre del juicio: "Pineda Tarac con Emelectric"

Fecha: 28 de diciembre de 2010.
Tribunal: Juzgado de Letras de Cauquenes.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en el predio de la demandante.
Cuantía: M\$ 407.813.
Estado: Etapa de discusión.

31.1.62.-Nombre del juicio: "Bascañán con Emelectric"

Fecha: 26 de agosto de 2011.
Tribunal: Juzgado de Policía Local de Parral.
Materia: Demanda protección al consumidor por cobro indebido de intereses.
Cuantía: M\$ 50.130.
Estado: Sentencia de primera instancia rechaza la demanda. Pendiente el plazo para presentar un recurso de apelación por la parte demandante.

31.1.63.-Nombre del juicio: "Agrícola Esmeralda con Emelectric"

Fecha: 6 de octubre de 2011.
Tribunal: 1° Juzgado de Letras de Melipilla.
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en predio de la demandante.
Cuantía: M\$ 5.034.580.
Estado: Etapa de discusión.

Empresa Eléctrica de Talca S.A.

31.1.64.-Nombre del juicio: "Agrícola La Cortina con EMETAL".

Fecha: 19 de agosto de 2010
Tribunal: 2º Juzgado de Policía Local de Talca.
Materia: Indemnización de perjuicios por negativa a conceder suministro de energía eléctrica.
Cuantía: M\$ 32.500.
Estado: Para fallo de primera instancia.

Empresa de Distribución Eléctrica de Magallanes S.A.

31.1.65.-Nombre del juicio: "Ilustre Municipalidad de Cabo de Hornos con Edelmag".

Tribunal: 3° Juzgado Civil de Punta Arenas.
Materia: Indemnización de perjuicios por supuesto cobro ilegal de tarifas de distribución.
Cuantía: M\$ 90.000.-
Estado: El Tercer Juzgado de Letras de Punta Arenas resolvió la excepción dilatoria de falta de personería interpuesta por Edelmag, acogiéndola. El demandado a la fecha no ha recogido el vicio de su demanda, por lo que la causa no ha tenido movimiento.

31.1.66.-Nombre del juicio: “Gómez y Otros con Edelmag”,
Tribunal: 1° Juzgado Civil de Punta Arenas.
Materia: Indemnización de perjuicios por supuesto cobro ilegal de tarifas de distribución.
Cuantía: M\$ 36.400.-
Estado: El Juzgado acogió las excepciones de ineptitud de libelo y falta de personería interpuesta por Edelmag. No se recurrió en contra de dicha resolución por la parte demandante.

Inmobiliaria General S.A.

31.1.67.-Nombre del juicio: “Pinilla Olmos con IGSA”,
Fecha: 10 de noviembre de 2010.
Tribunal: 10° Juzgado Civil de Santiago.
Materia: Indemnización de perjuicios extracontractuales reclamados por ex empleado de la inmobiliaria.
Cuantía: M\$ 1.052.283.
Estado: Período de prueba.

31.1.68.-Nombre del juicio: “Cárdenas y otros con Constructora De Mussy Ltda., IGSA y otros”
Fecha: 4 de febrero de 2009.
Tribunal: 3° Juzgado del Trabajo de Santiago.
Materia: Indemnización por desahucio, feriados, remuneraciones, indemnización compensatoria del término anticipado del contrato de trabajo y otras prestaciones demandadas por ex trabajadores de la Empresa Constructora de Mussy Ltda., que prestaron servicios en el proyecto inmobiliario Chacra Los Olmos, ubicado en Avenida Nicanor Plaza N° 2345 y 2247, comuna de La Reina, Santiago.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Las partes presentaron escritos de rectificación, limitación de demanda y desistimiento expreso de la acción en contra de IGSA. Para fallo de primera instancia.

31.1.69.-Nombre del juicio: “Bravo y otros con Constructora De Mussy Ltda., IGSA y otros”
Fecha: 19 de diciembre de 2008.
Tribunal: 8° Juzgado del Trabajo de Santiago.
Materia: Indemnización por desahucio, feriados, remuneraciones, indemnización compensatoria del término anticipado del contrato de trabajo y otras prestaciones demandadas por ex trabajadores de la Empresa Constructora de Mussy Ltda., que prestaron servicios en el proyecto inmobiliario Chacra Los Olmos, ubicado en Avenida Nicanor Plaza N° 2345 y 2247, comuna de La Reina, Santiago.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Las partes presentaron escritos de rectificación, limitación de demanda y desistimiento expreso de la acción en contra de IGSA. Para fallo de primera instancia.

31.1.70.-Nombre del juicio: “Venegas y otros con IGSA. y otro”

Fecha: 22 de junio de 2011.
Tribunal: 28° Juzgado Civil de Santiago.
Materia: Demanda Colectiva por supuestos vicios de construcción.
Cuantía: M\$ 240.191.
Estado: Etapa de prueba.

Ibener S.A.

31.1.71.-Nombre del juicio: “Quiebra Campanario Generación S.A.”

Fecha: 26 de septiembre de 2011.
Tribunal: 6° Juzgado Civil de Santiago.
Materia: Cobro de crédito relativo a la transferencia provisional valorizada de energía conforme el balance físico y valorizado de inyecciones y retiros de energía realizados por el CDEC-SIC.
Cuantía: M\$ 1.896.915.
Estado: Período ordinario de verificación de créditos.

Enerplus S.A.

31.1.72.-Nombre del juicio: “Rodríguez Barriga con Industrias Comb. Gaió y otros”

Fecha: 14 de septiembre de 2011.
Tribunal: 3° Juzgado Civil de Viña del Mar.
Materia: Indemnización de perjuicios extracontractuales derivados de la eventual celebración de un contrato de compraventa de inmueble simulado.
Cuantía: M\$ 87.950.
Estado: Etapa de discusión.

Metrogas S.A.

31.1.73.- Nombre del juicio: “Fisco de Chile con Metrogas S.A.”

Tribunal: 7° Juzgado Civil de Santiago
Materia: Juicio cobro de pesos – traslado de instalaciones de gas
Cuantía: M\$ 281.313.
Estado: Pendiente recurso de apelación de Metrogas. Vigente decreto autos en relación.

31.1.74.- Nombre del juicio: “Fisco de Chile con Metrogas S.A.”

Tribunal: 7° Juzgado Civil de Santiago
Materia: Juicio cobro de pesos – traslado de instalaciones de gas.
Cuantía: M\$ 701.202.
Estado: Citadas las partes a oír sentencia.

31.1.75.- Nombre del Juicio: “Fisco Chile con Metrogas S.A.”

Tribunal: 7° Juzgado Civil de Santiago
Materia: Juicio ordinario cobro de pesos – traslado instalaciones de gas.
Cuantía: M\$ 399.628.
Estado: Notificado auto de prueba. Pendiente reposición.

- 31.1.76.- Nombre del Juicio: “Metrogas S.A. con Hoteles de Chile S.A (Marriott).”
Tribunal: 9° Juzgado Civil de Santiago.
Materia: Juicio ordinario civil – enriquecimiento sin causa.
Cuantía: M\$ 559.469.
Estado: Pendiente casación de forma y fondo (Corte Suprema). Vigente decreto de autos en relación.
- 31.1.77.- Nombre del Juicio: “Metrogas S.A. con Centro de Diagnóstico Tabancura S.A.”
Tribunal: 11° Juzgado Civil de Santiago
Materia: Juicio ordinario – enriquecimiento sin causa
Cuantía: M\$ 238.456.
Estado: Sentencia definitiva primera instancia rechazada demanda.
- 31.1.78.- Nombre del Juicio: “Fisco de Chile con Metrogas S.A.”
Tribunal: 17° Juzgado Civil de Santiago
Materia: Juicio cobro de pesos – traslado de instalaciones de gas
Cuantía: M\$ 164.560.
Estado: Pendiente notificación sentencia definitiva primera instancia.
- 31.1.79.- Nombre del Juicio: “Decaud Chacón, Leandro y otra con Metrogas S.A.”
Tribunal: 19° Juzgado Civil de Santiago
Materia: Juicio ordinario indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 550.000.
Estado: Contestada la demanda. Pendiente el trámite de réplica.

Gasco GLP S.A.

- 31.1.80.-Nombre del Juicio: “Inm. e Inversiones Colchagua con Gasco GLP S.A.”
Tribunal: Tribunal arbitral Jorge Ormeño Fuenzalida.
Materia: Indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 94.154.
Estado: Sentencia de primera instancias favorable a Gasco GLP. En apelación.
- 31.1.81.-Nombre del Juicio: “Hernández con Gasco GLP S.A.”
Tribunal: 18° Juzgado Civil de Santiago.
Materia: Juicio ejecutivo obligatorio de dar.
Cuantía: M\$ 26.000.-
Estado: Sentencia de primera instancias favorable a Gasco GLP. En apelación
- 31.1.82.-Nombre del Juicio: “López con Gasco GLP S.A.”
Tribunal: 6° Juzgado Civil de Santiago.
Materia: Resolución de contrato e indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 100.000.-
Estado: Gasco GLP ha solicitado abandono del procedimiento.
- 31.1.83.-Nombre del Juicio: “Verónica Altmann Brugmann con Gasco GLP S.A.”
Tribunal: 9° Juzgado Civil de Santiago.
Materia: Indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 64.000.
Estado: Prueba rendida.

Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.

31.1.84.-Nombre del Juicio: "Carlos Cañon Cujer y otros con Unigas Colombia S.A. ESP

Tribunal: 1° Juzgado Civil del Circuito de Ibaque (T).
Materia: Demanda indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 156.600.
Estado: Período probatorio.

31.1.85.-Nombre del Juicio: "Gas El Cóndor S.A. con Unigas Colombia S.A. y otros"

Tribunal: 24° Juzgado Civil del Circuito de Bogotá.
Materia: Proceso de acción de nulidad de contrato de compraventa.
Cuantía: M\$ 453.705.
Estado: En apelación.

Gasco S.A.

31.1.86.-Nombre del Juicio: "Aguilar, Marcos y otros con Maquehua Ltda. y otros."

Tribunal: Juzgado de Letras del Trabajo de Curicó.
Materia: Cobro de prestaciones..
Cuantía: M\$ 176.660.
Estado: Pendiente audiencia de preparación de juicio oral. Transportes
Pendiente audiencia de juicio oral.

31.2.- Juicios ante tribunales arbitrales:

CGE Distribución S.A.:

31.2.1.- Nombre del juicio: "Ingeniería Paviol con CGE Distribución S.A."

Árbitro: Arturo Irrarázaval Covarrubias.
Materia: Indemnización de perjuicios por diferencias de montos en liquidación de contrato con contratista de CGED.
Cuantía: UF 58.414.
Estado: Sentencia de primera instancia rechazó la demanda, acogiéndose sólo la suma de M\$ 50.828, más IVA, reajustes e intereses, a la que CGED se había allanado en la contestación. Pendiente el plazo para presentar un recurso de queja o de casación en la forma.

Metrogas S.A.:

31.2.2.- Nombre del juicio: "Metrogas S.A. con Gasoducto Gasandes (Chile) S.A."

Árbitro: Tribunal arbitral.
Materia: Término de contrato transporte de gas.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Proceso en etapa de prueba.

31.2.3.- Nombre del juicio: "Metrogas S.A. con Gasoducto Gasandes (Argentina) S.A."

Árbitro: Tribunal arbitral.
Materia: Término (cumplimiento) de contrato transporte de gas.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Proceso en etapa de prueba.

31.3.- Juicios ante tribunal de defensa de la libre competencia:

CGE Distribución S.A.:

31.3.1.-Nombre del juicio: "Gestora de Fondos de Inversión Privados San Pedro S.A. y Otra contra CGE Distribución S.A."

Materia: Demanda por infracción del artículo 3º, letra b del D.L. 211. Solicita que se ordene compra de redes por un monto de aproximadamente M\$ 291.000. y aplicación de multa por el máximo legal (hasta 20.000 UTA).
Cuantía: M\$ 291.000. más contingencia de multa.
Estado: Desde el 16 de noviembre de 2011, en acuerdo para fallo del tribunal.

31.4.- Sanciones administrativas:

CGE Distribución S.A.:

31.4.1.- Con fecha 14 de enero de 2005, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), mediante Resolución Exenta Número 81-2005, aplicó a CGE Distribución una sanción ascendente a 550 UTM, por no dar respuesta a solicitudes y reclamos de clientes dentro de plazo de 30 días establecido en Oficio Circular N° 4853 de la SEC. Al cierre de los estados financieros se encuentra pendiente la resolución de la reposición.

31.4.2.- Con fecha 18 de octubre de 2011, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), mediante Resolución Exenta Número 2920-2011, aplicó a CGE Distribución una sanción ascendente a 220 UTA, por facturación por montos superiores a los registros de clientes BT 1, entre enero de 2010 y marzo 2011. Con fecha 28 de octubre de 2011 se presentó reposición. Al cierre de los estados financieros se encuentra pendiente la resolución de la reposición.

Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.:

31.4.3.- Con fecha 18 de octubre de 2011, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), mediante Resolución Exenta Número 2921-2011, aplicó a Conafe una sanción ascendente a 100 UTA, por la emisión de 29 boletas que registran consumos excesivos de suministro eléctrico. Con fecha 28 de octubre de 2011 se interpuso reposición ante dicha Superintendencia, encontrándose pendiente de resolución.

Transnet S.A.:

- 31.4.4.- Con fecha 30 de junio de 2005, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), mediante Resolución Exenta N° 1110-2005, aplicó a Transnet S.A. una sanción ascendente a 350 UTA, por la presunta responsabilidad en la falla que afectó el funcionamiento del SIC, ocurrida el 07 de noviembre de 2003. En contra de dicha resolución se presentó un recurso de reposición ante la referida Superintendencia, que fue rechazado por R.E. 1.532, de fecha 18 de agosto de 2009. Se presentó reclamación de ilegalidad ante la Ilustrísima Corte de Apelaciones de Santiago el 28 de agosto de 2009, encontrándose en tramitación a la fecha de este informe.
- 31.4.5.- Con fecha 16 de enero de 2009, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), mediante Resolución Exenta N° 84-2009, aplicó a Transnet S.A. una sanción ascendente a 50 UTA, por la presenta responsabilidad en las fallas que afectó a la línea de 154 KV. Charrúa-Los Angeles-Santa Fe el día 10 de febrero de 2007, afectando los consumos suministrados desde una serie de subestaciones. En contra de dicha resolución se presentó un recurso de reposición el 2 de febrero de 2009, cuya resolución por parte de la referida Superintendencia se encuentra a la fecha pendiente.
- 31.4.6.- Con fecha 29 de septiembre de 2011, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), mediante Resolución Exenta N° 2596-2011, aplicó a Transnet S.A. una sanción ascendente a 871 UTA, por un presunto incumplimiento de su obligación de coordinación, como integrante del CDEC-SIC, en el blackout del 14 de marzo de 2010 y tareas posteriores de recuperación del servicio. En contra de dicha resolución se presentó recurso de reposición el 11 de octubre de 2011, cuya resolución por parte de la referida Superintendencia se encuentra, a la fecha del presente informe, pendiente.

Iberoamericana de Energía Ibener S.A.:

- 31.4.7.- Con fecha 29 de septiembre de 2011, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), mediante Resolución Exenta N° 2607-2011, aplicó a Iberoamericana de Energía Ibener S.A. una sanción ascendente a 477 UTA por un presunto incumplimiento de su obligación de coordinación, como integrante del CDEC-SIC, en el blackout del 14 de marzo de 2010 y tareas posteriores de recuperación del servicio. En contra de dicha resolución se presentó recurso de reposición el 11 de octubre de 2011, cuya resolución por parte de la referida Superintendencia se encuentra, a la fecha del presente informe, pendiente.

31.5.- Restricciones.

Compañía General Electricidad S.A. ha convenido con bancos acreedores los siguientes covenants financieros medidos sobre la base de los estados financieros, las principales restricciones son:

Indice	Medición	Factor
Razón de endeudamiento	Pasivo exigible sobre patrimonio más participaciones no controladoras	< o = 1,8 veces
Razón de endeudamiento financiero	Deuda financiera sobre patrimonio más participaciones no controladoras	< o = 1,5 veces
Cobertura de gastos financieros	EBITDA sobre gastos financieros	> o = 3,0 veces
Cobertura de deuda	Deuda financiera sobre EBITDA	< o = 5,5 veces
Patrimonio mínimo	Total patrimonio	> o = UF 25.000.000
Activos en los sectores electricidad y gas	Total de activos consolidados	> o = 0,7 veces

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 al 31 de diciembre de 2011 el Grupo CGE se encuentra en cumplimiento de dichas restricciones y compromisos.

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

32.1.- Garantías comprometidas con terceros.

Compañía General de Electricidad S.A.

32.1.1.- Por escritura pública de fecha 14 de abril de 2005, otorgada en la Notaría de Santiago de don Gonzalo De La Cuadra Fabres, Compañía General de Electricidad S.A. se constituyó en fiadora y codeudora solidaria de su subsidiaria Energía San Juan S.A., a favor del Santander Benelux S.A., institución bancaria organizada y existente en conformidad a las leyes de Bélgica, con el fin de garantizar el cumplimiento de todas y cada una de las obligaciones de pago asumidas en el Contrato de Préstamo o "Loan Agreement", suscrito el 12 de abril de 2005 entre Energía San Juan S.A. y Santander Benelux S.A. y que asciende a un monto de MUS\$ 9.200. Por instrumento de fecha 13 de abril de 2010 se prorrogó el vencimiento del referido contrato al 15 de abril de 2012.

32.1.2.- Con fecha 1 de julio de 2009, Enerplus S.A., subsidiaria de CGE S.A., suscribió un contrato de mutuo, fianza solidaria y convenio, con el Banco del Estado de Chile por MUF 5.315. El capital de la obligación deberá pagarse en 10 cuotas semestrales, a contar del mes de diciembre de 2011. Los intereses se pagarán en 14 cuotas semestrales en los meses de junio y diciembre de cada año, siendo la fecha de vencimiento el 30 de junio de 2016. Con el objeto de garantizar al Banco del Estado de Chile el íntegro y oportuno cumplimiento del crédito, de sus reajustes, intereses, gastos y costas, CGE, en el mismo acto, se constituyó en fiadora solidaria y codeudora solidaria de Enerplus S.A.

- 32.1.3.- Por escritura pública de fecha 30 de abril de 2010, otorgada en la Notaría de Santiago de doña María Gloria Acharan Toledo, Compañía General de Electricidad S.A. se constituyó en fiadora y codeudora solidaria de su subsidiaria Energía San Juan S.A., a favor del Santander Benelux S.A., institución bancaria organizada y existente en conformidad a las leyes de Bélgica, con el fin de garantizar el cumplimiento de todas y cada una de las obligaciones de pago asumidas en el Contrato de Préstamo o "Loan Agreement", suscrito el 30 de abril de 2010 entre Energía San Juan S.A. y Santander Benelux S.A. que asciende a un monto de capital de MUS\$ 2.000, cuyo vencimiento es el 5 de junio de 2012.
- 32.1.4.- Por escritura pública de fecha 26 de julio de 2010, otorgada en la Notaría de Santiago de doña María Gloria Acharan Toledo, Compañía General de Electricidad S.A. se constituyó en fiadora y codeudora solidaria de su subsidiaria Energía San Juan S.A., a favor del Santander Benelux S.A., institución bancaria organizada y existente en conformidad a las leyes de Bélgica, con el fin de garantizar el cumplimiento de todas y cada una de las obligaciones de pago asumidas en el Contrato de Préstamo o "Loan Agreement", suscrito el 26 de julio de 2010 entre Energía San Juan S.A. y Santander Benelux S.A. que asciende a un monto de capital de MUS\$ 2.000, cuyo vencimiento es el 29 de agosto de 2012.
- 32.1.5.- Por escritura pública de fecha 27 de septiembre de 2010, otorgada en la notaría de Santiago de doña María Gloria Acharan Toledo, Compañía General de Electricidad S.A. se constituyó en fiadora y codeudora solidaria de su subsidiaria Energía San Juan S.A., a favor del Santander Benelux S.A., institución bancaria organizada y existente en conformidad a las leyes de Bélgica, con el fin de garantizar el cumplimiento de todas y cada una de las obligaciones de pago asumidas en el contrato de préstamo o "Loan Agreement", suscrito el 27 de septiembre de 2010 entre Energía Sn Juan S.A. y Santander Benelux S.A. y que asciende a un monto de capital de MUS\$ 1.800, cuyo vencimiento es el 30 de octubre de 2012.

Gasco S.A.

- 32.1.6.- Con fecha 2 de febrero de 1998, 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 30%.
- 32.1.7.- En virtud de la reestructuración de créditos suscrita por Gas Sur S.A. con fecha 22 de marzo de 2004, modificada por escrituras públicas de fechas 30 de enero de 2006 y 6 de febrero de 2008, con Banco de Crédito e Inversiones y Banco del Estado por la suma de MUF 1.250, aquél se obligó a ciertas obligaciones de hacer y no hacer, como asimismo al mantenimiento a una relación de deuda/patrimonio no superior a 2,3 veces. Al 31 de diciembre de 2011, la deuda vigente asciende a MUF 625. La porción del crédito vigente asumida con el Banco de Crédito e Inversiones por MUF 250, cuenta con un aval de Gasco S.A. Por su parte, la porción del crédito asumida con Banco del Estado por MUF 375, cuenta con un comfort letter de propiedad y pago.

- 32.1.8.- Gasco S.A., se encuentra avalando las obligaciones que la subsidiaria Gas Sur S.A. asumió en noviembre de 2009 como deudora de Banco del Estado, en virtud de la reestructuración de la deuda de corto plazo, mediante un crédito bancario de 5 años plazo, por un monto de M\$ 5.000.000.
- 32.1.9.- Gasco S.A., con fecha 1 de diciembre de 2011 se constituyó en fiador y codeudor solidario de Gas Sur para garantizar a Scotiabank Chile, el cumplimiento de obligaciones hasta la suma de M\$ 8.526.501.
- 32.1.10.-Gasco S.A., con fecha 1 de diciembre de 2011 se constituyó en fiador y codeudor solidario de Gas Sur para garantizar a BBVA Chile, el cumplimiento de obligaciones hasta la suma de M\$ 6.500.000.
- 32.1.11.-Gasco S.A., ha suscrito una ComfortLetter de Propiedad y Pago por la obligación por la obligación que la sociedad subsidiaria Inversiones GLP S.A.S. E.S.P. asumió como deudora de Banco de Chile, en virtud de la prolongación del contrato de crédito, ascendente a la fecha a la suma de MUS\$ 10.000. Dicha prolongación fue suscrita con fecha 31 de julio de 2011.

Metrogas S.A.

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

Al 31 de diciembre de 2011 la Subsidiaria Metrogas S.A. mantiene vigentes seis 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 1 de diciembre de 2010 por MUS\$ 2.492 a través del Banco Estado con vencimiento el 30 de enero de 2012.
 - Con fecha de emisión 11 de diciembre de 2011 por MUS\$ 29.245 a través del Banco Corpbanca con vencimiento el 30 de enero de 2012.
 - Con fecha de emisión 1 de diciembre de 2011 por MUS\$ 2.537 a través del Banco Estado con vencimiento el 30 de enero de 2013.
 - Con fecha de emisión 2 de diciembre de 2011 por MUS\$ 23.995 a través del Banco Estado con vencimiento el 31 de diciembre de 2012.
 - Con fecha de emisión 16 de diciembre de 2011 por MUS\$ 31.388 a través del Banco BBVA con vencimiento el 1 de marzo de 2012.
 - Con fecha de emisión 23 de diciembre de 2011 por MUS\$ 13.193 a través del Banco BBVA con vencimiento el 1 de marzo de 2012.
- 32.1.13.-La subsidiaria Metrogas S.A., ha entregado en garantía sus acciones de GNL Quintero S.A. (20% de la propiedad), las cuales se encuentran prendadas con el Banco Santander (Agente de garantía), para el crédito sindicado solicitado para el financiamiento de la construcción de la planta de regasificación.

33.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL

La distribución de personal del Grupo CGE es la siguiente para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es la siguiente:

Subsidiaria	31-12-2011				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Compañía General de Electricidad S.A.	19	102	28	149	145
CGE Distribucion S.A.	22	450	772	1.244	1.128
Compañía Nacional de Fuerza Electrica S.A.	17	265	111	393	381
CGE Magallanes S.A.	13	77	99	189	191
Emel Atacama S.A.	3	89	0	92	92
Emel Norte S.A.	16	474	0	490	483
CGE Argentina S.A.	32	247	0	279	277
Transnet S.A.	15	193	28	236	235
Enerplus S.A.	9	51	11	71	65
Gasco S.A.	94	811	1.496	2.401	2.319
Tecnet S.A.	9	971	175	1.155	1.093
Comercial y Logística General S.A.	7	69	48	124	105
Transformadores Tusan S.A.	11	99	266	376	339
Inmobiliaria General S.A.	4	5	8	17	17
Sociedad de Computación Binaria S.A.	4	210	35	249	236
Novanet S.A.	10	192	213	415	412
Total	285	4.305	3.290	7.880	7.518

Subsidiaria	31-12-2010				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Compañía General de Electricidad S.A.	20	91	25	136	122
CGE Distribucion S.A.	22	391	627	1.040	1.005
Compañía Nacional de Fuerza Electrica S.A.	16	234	116	366	374
CGE Magallanes S.A.	13	77	96	186	180
Empresas Emel S.A.	19	541	0	560	556
CGE Argentina S.A.	29	243	0	272	273
CGE Transmisión S.A.	15	167	30	212	206
CGE Generación S.A.	8	40	7	55	54
Gasco S.A.	77	730	1.376	2.183	2.176
Tecnet S.A.	9	925	74	1.008	888
Comercial y Logística General S.A.	8	56	29	93	99
Transformadores Tusan S.A.	12	95	253	360	355
Inmobiliaria General S.A.	5	4	8	17	17
Sociedad de Computación Binaria S.A.	5	183	32	220	216
Novanet S.A.	10	120	330	460	460
Total	268	3.897	3.003	7.168	6.981

34.- 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 éstas 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, una 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 de la más alta pureza (propano HD-5), proveniente de la separación del gas natural.

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 ejercicio terminado al 31 de diciembre 2011 y 31 de diciembre 2010:

Al 31 de diciembre de 2011.

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o ítem de gasto	Monto del desembolso M\$	Fecha cierta o estimada en que los desembolsos a futuro serán efectuados
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Estudio regularización estanque de petroleo	Inspecciones visuales y radiográficas de estanques de almacenamiento de combustible líquido en centrales Punta Arenas, Tres Puentes y Porvenir	Gasto	Inspecciones visuales y radiográficas para determinar estado de estanques de almacenamiento de combustible líquido en centrales Punta Arenas, Tres Puentes y Porvenir	14.252	31-12-2011
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Evaluación niveles de presión sonora	Monitoreo de emisiones de ruidos molestos generados por fuentes fijas, según D. S. N°146, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, en centrales Tres Puentes y Puerto Natales	Gasto	Monitoreos según compromisos ambientales de resoluciones de calificaciones ambientales RCA N°286/2002, "Instalación y Operación TG SOLAR TITAN 130 de 14 MW"; RCA N°052/2006, "Instalación y Operación TG GE-10B/1" y RCA N°144/2007, "Instalación y Operación TG SOLAR TITAN 130". Monitoreo en Puerto Natales para actualización de registros	4.336	31-12-2011
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Evaluación emisiones atmosféricas	Modelamiento de emisiones atmosféricas, según D. S. N°138, Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes	Gasto	Declaración de emisiones gaseosas	6.989	31-12-2011
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Medición huella de carbono	Proyecto Corporativo (saldo pendiente por capacitación que se efectuará en marzo 2012)	Gasto	Estimación de emisiones de CO2, para años 2009 y 2010	5.566	31-12-2011
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Residuos peligrosos	Almacenamiento, transporte y disposición final de residuos peligrosos según D.S. 148 del MINSAL	Gasto	Disposición de residuos peligrosos	8.701	31-12-2011
Transnet S.A.	Conexión Viñales	Elaboración y tramitación DIA	Activo	LT 66 kV Viñales constitución	17.099	01-01-2011
Transnet S.A.	LT Quillota - Illapel, modificación Marbella	Gestión ambiental construcción	Activo	LT Quillota - Illapel	2.554	01-02-2011
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Plan de apoyo comunal	Activo	LT Loncoche Villarrica	3.460	01-02-2011
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Elaboración y tramitación DIA variante Ñancul	Activo	LT Loncoche Villarrica	5.985	01-02-2011
Transnet S.A.	LLTT y SSEE Copayapu Galleguillos	Elaboración y tramitación EIA	Activo	LLTT y SSEE Copayapu Galleguillos	8.025	01-02-2011
Transnet S.A.	LT San Fabián - Ancoa y obras asociadas	Reforestación PMF	Activo	LT 2x220 kV San Fabián - Ancoa	9.587	19-03-2011
Transnet S.A.	LLTT y SSEE Copayapu Galleguillos	Elaboración y tramitación EIA	Activo	LLTT y SSEE Copayapu Galleguillos	966	01-04-2011
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Plan de apoyo comunal	Activo	LT Loncoche Villarrica	14.865	01-04-2011
Transnet S.A.	LT Quillota - Illapel, modificación Marbella	Gestión ambiental construcción	Activo	LT Quillota - Illapel	6.076	01-04-2011
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Plan de apoyo comunal	Activo	LT Loncoche Villarrica	9.454	01-05-2011
Transnet S.A.	LLTT 4x66 kV Salida Monterrico	Elaboración y tramitación DIA	Activo	LLTT 4x66 kV Salida Monterrico	18.856	01-05-2011
Transnet S.A.	Ampliación SE Caldera	Elaboración y tramitación DIA	Activo	SE Caldera	307	01-05-2011
Transnet S.A.	SE Mariscal	Elaboración y tramitación DIA	Activo	SE Mariscal	3.581	06-06-2011
Transnet S.A.	Conexión Eléctrica Papelera Talagante (CMPC)	Elaboración y tramitación DIA	Activo	LT Isla de Maipo- CMPC	4.372	01-07-2011
Transnet S.A.	Sistema de transmisión 220/110 kV Copayapu	Elaboración y tramitación EIA	Activo	LT Loncoche Villarrica	9.980	01-07-2011
Transnet S.A.	Arranque SE El Manco	Reforestación PMF	Activo	LT Arranque El Manco	1.560	01-07-2011
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Plan de Apoyo Local	Activo	LT Loncoche Villarrica	3.107	01-07-2011
Transnet S.A.	LT Quillota - Illapel, modificación Marbella	Gestión Ambiental construcción	Activo	LT Quillota - Illapel	87	01-07-2011
Transnet S.A.	San Fabián - Ancoa	Reforestación PMF (los Álamos)	Activo	LT 2x220 kV San Fabián - Ancoa	19.376	01-07-2011
Transnet S.A.	Conexión Eléctrica Papelera Talagante (CMPC)	Elaboración y tramitación DIA	Activo	LT 2x220 kV San Fabián - Ancoa	5.100	01-08-2011
Transnet S.A.	Sistema de transmisión 220/110 kV Copayapu	Elaboración y tramitación EIA	Activo	LLTT y SSEE Copayapu Galleguillos	470	01-08-2011
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Plan de Apoyo Local	Activo	LT Loncoche Villarrica	1.123	01-08-2011
Transnet S.A.	LT Padre Las Casas-Licanco	LT Padres las Casas-Licanco	Activo	LT Padres las Casas-Licanco	2.950	01-08-2011
Transnet S.A.	San Fabián - Ancoa	Reforestación PMF (los Álamos)	Activo	LT 2x220 kV San Fabián - Ancoa	6.490	01-08-2011
Transnet S.A.	Ampliación SE Caldera	Elaboración y tramitación DIA	Activo	SE Caldera	5.509	01-08-2011
Transnet S.A.	Ampliación SE Duqueco 220/66/23 kV	Elaboración y tramitación DIA	Activo	SE Duqueco	2.241	01-08-2011
Transnet S.A.	LT Tinguiririca - Sn Fernando	Factibilidad ambiental	Gasto	LT Tinguiririca - Sn Fernando	8.527	01-08-2011
Transnet S.A.	Sistema de transmisión 220/110 kV Copayapu	Elaboración y tramitación EIA	Activo	LLTT y SSEE Copayapu Galleguillos	19.523	01-09-2011
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Plan de Apoyo Local	Activo	LT Loncoche Villarrica	320	01-09-2011
Transnet S.A.	Ampliación SE Duqueco 220/66/23 kV	Elaboración y tramitación DIA	Activo	SE Duqueco	2.211	01-09-2011
Transnet S.A.	Sistema de transmisión 220/110 kV Copayapu	Elaboración y tramitación EIA	Activo	LLTT y SSEE Copayapu Galleguillos	3.826	31-12-2011
Transnet S.A.	Sistema de transmisión 220/110 kV Copayapu	Elaboración y tramitación EIA	Activo	LLTT y SSEE Copayapu Galleguillos	493	31-12-2011
Transnet S.A.	Sistema de transmisión 220/110 kV Copayapu	Elaboración y tramitación EIA	Activo	LLTT y SSEE Copayapu Galleguillos	6.969	31-12-2011
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Plan de Apoyo Local	Activo	LT Loncoche Villarrica	1.130	01-10-2011
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Plan de Apoyo Local	Activo	LT Loncoche Villarrica	36.156	01-11-2011
Transnet S.A.	Ampliación SE Caldera	Elaboración y tramitación DIA	Activo	SE Caldera	2.310	31-12-2011
Transnet S.A.	Conexión Viñales	PMF y reforestación	Activo	LT 66 kV Viñales constitución	5.420	30-11-2011
Transnet S.A.	LT San Fabián - Ancoa y obras asociadas	Reforestación PMF	Activo	LT 2x220 kV San Fabián - Ancoa	29.040	31-12-2011
Transnet S.A.	LT San Fabián - Ancoa y obras asociadas	Elaboración y tramitación DIA	Activo	LT 2x220 kV San Fabián - Ancoa	35.000	31-10-2011
Transnet S.A.	Ampliación SE Duqueco 220/66/23 kV	Elaboración y tramitación DIA	Activo	SE Duqueco	9.900	31-12-2011

Al 31 de diciembre de 2011 (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
Ibener S.A.	Tratamiento hidrocarburos pozo achique Mampil-	Medio Ambiente	Gasto	Tratamiento de material contaminado con hidrocarburo	1.912	01-03-2011
Ibener S.A.	Asesoría en gestión social	Responsabilidad social empresarial	Gasto	Apoyo a la gestión social	272	02-03-2011
Ibener S.A.	TN cloruro de calcio	Medio Ambiente	Gasto	Control material particulado camino troncal	1.342	12-03-2011
Ibener S.A.	Transporte de residuos peligrosos	Medio Ambiente	Gasto	Transporte de residuos Duqueco - Copiulemu	258	25-03-2011
Ibener S.A.	Plataforma de contención tambores con	Medio Ambiente	Activo	Mejoramiento en sistemas de contención	2.983	19-04-2011
Ibener S.A.	Asesoría Medioambiental	Responsabilidad social empresarial	Gasto	Apoyo a la gestión ambiental	1.217	21-04-2011
Ibener S.A.	Calibración de equipos portátiles	Medio Ambiente	Gasto	Mantenimiento equipos de monitoreo	1.817	29-04-2011
Ibener S.A.	Asesoría Medioambiental	Responsabilidad social empresarial	Gasto	Apoyo a la gestión ambiental	812	24-08-2011
Ibener S.A.	Arriendo contenedor depósito de residuos	Medio Ambiente	Gasto	Arriendo contenedor	176	25-08-2011
Ibener S.A.	Transporte de residuos industriales	Medio Ambiente	Gasto	Transporte de residuos Duqueco - Copiulemu	681	29-08-2011
Ibener S.A.	Disposición desechos industriales	Medio Ambiente	Gasto	Disposición desechos industriales Duqueco - Copiulemu	16	29-08-2011
Ibener S.A.	Arriendo de baño químico	Responsabilidad social empresarial	Gasto	Arriendo de baños químicos para Junta de Vecinos Dimilhue	360	08-09-2011
Ibener S.A.	Asesoría Medioambiental	Responsabilidad social empresarial	Gasto	Apoyo a la gestión ambiental	812	20-09-2011
Ibener S.A.	Arriendo contenedor depósito de residuos	Medio Ambiente	Gasto	Arriendo contenedor	88	29-09-2011
Ibener S.A.	Disposición Residuos Peligrosos	Medio Ambiente	Gasto	Disposición residuos peligrosos Duqueco - Copiulemu	612	13-10-2011
Ibener S.A.	Transporte de residuos peligrosos	Medio Ambiente	Gasto	Transporte de residuos Duqueco - Copiulemu	265	20-10-2011
Ibener S.A.	Arriendo contenedor depósito de residuos	Medio Ambiente	Gasto	Arriendo contenedor	298	20-10-2011
Ibener S.A.	Asesoría Medioambiental	Responsabilidad Social empresarial	Gasto	Apoyo a la Gestión Ambiental	812	21-10-2011
Ibener S.A.	Sede Social Ramadilla	Responsabilidad Social empresarial	Gasto	Materiales eléctricos para mejora de instalación eléctrica interior	270	17-11-2011
Ibener S.A.	Control de Material Particulado	Medio Ambiente	Gasto	Humentación de caminos hacienda San Lorenzo	1.525	21-11-2011
Ibener S.A.	Asesoría Medioambiental	Responsabilidad Social empresarial	Gasto	Apoyo a la gestión ambiental	812	23-11-2011
Ibener S.A.	Sistema de Gestión Ambiental	Medio Ambiente	Gasto	Auditoría de mantenimiento n° 2 al sistema de gestión ambiental	666	25-11-2011
Ibener S.A.	Escuela Orozimbo Fuenzalida	Responsabilidad Social empresarial	Gasto	Regalos para alumnos y escuela	539	25-11-2011
Ibener S.A.	Sistema de Gestión Ambiental	Medio Ambiente	Gasto	Transporte aéreo auditor	220	30-11-2011
Ibener S.A.	Sistema de Gestión Ambiental	Medio Ambiente	Gasto	Transporte terrestre auditor	110	02-12-2011
Ibener S.A.	Sistema de Gestión Ambiental	Medio Ambiente	Gasto	Hotel auditor	46	05-12-2011
Ibener S.A.	Escuela Orozimbo Fuenzalida	Responsabilidad Social empresarial	Gasto	Evento de celebración fin de año	1.395	20-12-2011
Ibener S.A.	Gestión de Residuos	Medio Ambiente	Gasto	Transporte de Residuos	350	30-12-2011
Ibener S.A.	Gestión de Residuos	Medio Ambiente	Gasto	Disposición de Residuos	500	30-12-2011
Ibener S.A.	Escuela Orozimbo Fuenzalida	Responsabilidad Social empresarial	Gasto	Pilas para juguetes	36	30-12-2011
Ibener S.A.	Escuela Orozimbo Fuenzalida	Responsabilidad Social empresarial	Gasto	Coctel autoridades y apoderados	740	30-12-2011
Metrogas S.A.	Biogás	Planta de tratamiento de biogás	Activo	Estudios previos	80.736	30-12-2011
Metrogas S.A.	Biogás	Planta de tratamiento de biogás	Activo	Red de conexión	1.143.656	30-12-2011
Metrogas S.A.	Biogás	Planta de tratamiento de biogás	Activo	Planta de tratamiento	625.360	30-12-2011
Metrogas S.A.	Tarifa verde	Alternativa tarifaria para neutralizar emisiones de CO2	Gasto	Neutralización de las emisiones de carbono en la flota vehicular y otros	4.936	30-12-2011
Metrogas S.A.	Huella de carbono	Huella de carbono corporativa	Gasto	Cálculo y verificación de la huella de carbono corporativa	11.164	30-12-2011
Total					2.251.642	

Al 31 de diciembre de 2010

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.	Residuos Peligrosos	Almacenamiento, transporte y disposición final de residuos peligrosos según D.S. 148 del MINSAL	Gasto	Disposición de residuos peligrosos	2.428	31-12-2010
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Evaluación calidad del aire CTP	Monitoreo calidad del aire para PM 10, NOX, CO en Central Tres Puentes	Gasto	Monitoreos según compromisos ambientales de resoluciones de calificaciones ambientales RCA Nº286/2002, "Instalación y Operación TG SOLAR TITAN 130 de 14 MW"; RCA Nº052/2006, "Instalación y Operación TG GE-10B/1" y RCA Nº144/2007, "Instalación y Operación TG SOLAR TITAN 130".	4.690	31-12-2010
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Evaluación niveles de presión sonora CTP	Monitoreo de emisiones de ruidos molestos generados por fuentes fijas, según D. S. N°146, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, en centrales Tres Puentes y Porvenir	Gasto	Monitoreos según compromisos ambientales de resoluciones de calificaciones ambientales RCA Nº286/2002, "Instalación y Operación TG SOLAR TITAN 130 de 14 MW"; RCA Nº052/2006, "Instalación y Operación TG GE-10B/1" y RCA Nº144/2007, "Instalación y Operación TG SOLAR TITAN 130".	3.568	31-12-2010
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Modelamiento emisiones atmosféricas	Modelamiento de emisiones atmosféricas, según D. S. Nº138, Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes	Gasto	Declaración de emisiones gaseosas	360	31-12-2010
Transnet S.A.	LT Arranque SE Mariscal	Elaboración y tramitación DIA	Activo	LT Arranque SE Mariscal	18.262.825	01-01-2010
Transnet S.A.	LT Arranque SE Mariscal	Elaboración y tramitación DIA	Activo	LT Arranque SE Mariscal	1.670.078	03-02-2010
Transnet S.A.	LT Quillota - Illapel, modificación Marbella	Elaboración y tramitación DIA	Activo	LT Quillota - Illapel	2.071.482	27-01-2010
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Diagnóstico situación Indígena	Activo	LT Loncoche Villarrica	1.995.765	04-01-2010
Transnet S.A.	LT San Fabián - Ancoa y obras asociadas	Estudios para actividades de reforestación	Activo	LT 2x220 kV San Fabián - Ancoa	18.000.000	19-03-2010
Transnet S.A.	LT Arranque SE Mariscal	Elaboración y tramitación DIA	Activo	LT Arranque SE Mariscal	523.950	01-04-2010
Transnet S.A.	LT Quillota - Illapel, modificación Marbella	Elaboración y tramitación DIA	Activo	LT Quillota - Illapel	62.210	01-04-2010
Transnet S.A.	LT Quillota - Illapel, modificación Marbella	Elaboración y tramitación DIA	Activo	LT Quillota - Illapel	73.117	01-04-2010
Transnet S.A.	LT Quillota - Illapel, modificación Marbella	Elaboración y tramitación DIA	Activo	LT Quillota - Illapel	2.096.000	01-05-2010
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Diagnóstico situación Indígena	Activo	LT Loncoche Villarrica	4.666.786	01-04-2010
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Reuniones en terreno por concepto indígena	Activo	LT Loncoche Villarrica	1.551.912	01-04-2010
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Diagnóstico situación Indígena	Activo	LT Loncoche Villarrica	7.322.126	01-05-2010
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Reuniones en terreno por concepto indígena	Activo	LT Loncoche Villarrica	820.475	01-06-2010
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Diagnóstico situación Indígena	Activo	LT Loncoche Villarrica	736.102	01-06-2010
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Elaboración Adenda	Activo	LT Loncoche Villarrica	3.395.042	01-06-2010
Transnet S.A.	LT San Fabián - Ancoa y obras asociadas	Elaboración y tramitación DIA variantes	Activo	LT San Fabián - Ancoa	13.941.017	01-04-2010
Transnet S.A.	SSAA Central Coronel	Cumplimiento compromiso voluntario	Activo	SE Coronel, LT Coronel - Horcones	1.302.225	30-04-2010
Transnet S.A.	LT El Peñon - Andacollo, modificación	Elaboración y tramitación DIA	Activo	LT El Peñon - Andacollo	13.941.017	13-04-2010
Transnet S.A.	LT Arranque SE Mariscal	Elaboración y tramitación DIA	Activo	LT Arranque SE Mariscal	9.290.563	02-09-2010
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Apoyo al seg. diagnóstico situación Indígena	Activo	LT Loncoche Villarrica	8.033.277	01-07-2010
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Diagnóstico situación Indígena	Activo	LT Loncoche Villarrica	8.166.834	01-09-2010
Transnet S.A.	LT San Fabián - Ancoa y obras asociadas	Elaboración y tramitación DIA variantes	Activo	LT San Fabián - Ancoa	24.403.559	01-09-2010
Transnet S.A.	SE Mariscal	Elaboración y tramitación DIA	Activo	SE Mariscal	10.250.000	01-09-2010
Transnet S.A.	SE Panguilemo	Elaboración y tramitación DIA	Activo	SE Panguilemo	5.310.000	01-07-2010
Transnet S.A.	SE Panguilemo	Elaboración y tramitación DIA	Activo	SE Panguilemo	165.175	02-09-2010
Transnet S.A.	SE Lautaro: modificaciones por conexión a Central	Elaboración y tramitación DIA	Activo	SE Lautaro	9.099.000	01-09-2010
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica, Variante Ñancul	Elaboración y tramitación DIA	Activo	LT Loncoche Villarrica	5.551.126	02-10-2010
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Apoyo al seg. diagnóstico situación Indígena	Activo	LT Loncoche Villarrica	5.348.343	01-10-2010
Transnet S.A.	SE Mariscal	Elaboración y tramitación DIA	Activo	SE Mariscal	8.245.225	01-11-2010
Transnet S.A.	SE Mariscal	Estudio agronómico	Activo	SE Mariscal	942.311	01-11-2010
Transnet S.A.	LT Quillota - Illapel, modificación Marbella	Elaboración y tramitación DIA	Activo	LT Quillota - Illapel	1.623.380	01-11-2010
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Apoyo al seg. diagnóstico situación Indígena	Activo	LT Loncoche Villarrica	4.803.257	01-12-2010
Ibener S.A.	Practica ing. medio ambiente	Medio Ambiente	Gasto	Apoyo a la gestión ambiental	200	30-04-2010
Ibener S.A.	Asesoría asistente social	Responsabilidad Social Empresarial	Gasto	Asesoría en programa desarrollo social	440	30-04-2010
Ibener S.A.	Capacitación legislación y riesgos ambientales	Medio Ambiente	Gasto	Sistema de gestión ambiental	545	31-05-2010
Ibener S.A.	Asesoría asistente social	Responsabilidad Social Empresarial	Gasto	Asesoría en programa desarrollo social	440	31-05-2010
Ibener S.A.	Vacunación antinfluenza	Responsabilidad Social Empresarial	Gasto	Vacunación preventiva	490	31-05-2010
Ibener S.A.	Calibración de equipos de monitoreo	Medio Ambiente	Gasto	Mantención de caudalímetro y sonda multiparametro	695	30-06-2010

Al 31 de diciembre de 2010 (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
Ibener S.A.	Día del medio ambiente	Medio Ambiente	Gasto	Celebración día del medio ambiente	750	30-06-2010
Ibener S.A.	Asesoría asistente social	Responsabilidad Social Empresarial	Gasto	Asesoría en programa desarrollo social	440	30-06-2010
Ibener S.A.	Mejoramiento de infraestructura	Responsabilidad Social	Gasto	Mejoramiento de instalaciones eléctricas de sedes sociales	3.000	30-06-2010
Ibener S.A.	Servicio de análisis	Medio Ambiente	Gasto	Análisis de laboratorio	397	30-07-2010
Ibener S.A.	Insumos computacionales	Responsabilidad Social	Gasto	Donación escuela	60	28-07-2010
Ibener S.A.	Asesoría asistente social	Responsabilidad Social	Gasto	Apoyo a la gestión ambiental	440	30-07-2010
Ibener S.A.	Apoyo obras civiles	Medio Ambiente	Gasto	Mejoramiento de casa de máquinas	9.000	30-08-2010
Ibener S.A.	Asesoría asistente social	Responsabilidad Social	Gasto	Asesoría en programa desarrollo social	440	23-08-2010
Ibener S.A.	Apoyo social	Responsabilidad Social	Gasto	Compra de fardos para la comunidad	1.980	17-08-2010
Ibener S.A.	Asesoría asistente social	Responsabilidad Social	Gasto	Asesoría en programa desarrollo social	440	30-09-2010
Ibener S.A.	Asesoría medio ambiental	Medio Ambiente	Gasto	Auditoría preliminar	1.600	30-11-2010
Ibener S.A.	Asesoría asistente social	Responsabilidad Social	Gasto	Asesoría en programa desarrollo social	440	30-11-2010
Ibener S.A.	Certificación ambiental	Medio Ambiente	Gasto	Auditoría de mantención	650	30-11-2010
Ibener S.A.	Asesoría ambiental	Medio Ambiente	Gasto	Tratamiento pozo de achique	5.000	30-10-2010
Ibener S.A.	Capacitación rural	Responsabilidad Social	Gasto	Talleres de higiene alimentaria, conservería y vivero	700	30-12-2010
Ibener S.A.	Regalos de navidad	Responsabilidad Social	Gasto	Regalos de navidad escuela mons. fuenzalida	700	24-12-2010
Ibener S.A.	Asesoría asistente social	Responsabilidad Social	Gasto	Asesoría en programa desarrollo social	440	30-12-2010
Total					193.704.512	

35.- HECHOS POSTERIORES.

Entre el 31 de diciembre de 2011, fecha de cierre de los estados financieros, y su fecha de aprobación, no han ocurrido otros hechos significativos de carácter financiero-contable que pudieran afectar el patrimonio de la Sociedad o la interpretación de éstos.

Marcelo Jacard Besoain
Subgerente Corporativo de Contabilidad

Gonzalo Rodríguez Vives
Gerente Corporativo de Finanzas

Pablo Guarda Barros
Gerente General